

南部地域では、古いフランス方式の15kVを主配電電圧として採用している。この方式の中性点は直接接地されている。35/31.5kVの中間電圧も一部の地域で採用されている。ソ連製の変圧器を設置した地域には10kV系統もある。低圧配電方式は北部地域と同様である。

中部地域は、一般的に負荷の密度が低い。35kV系統が広範囲に分散した比較的小さい負荷地点へ電力供給を行っている。主要都市の配電電圧はPC2同様の15kVである。

### 3.4.3 送配電損失

1986年から1994年間の電力損失率の推移は Table 3.4-3 の通りである。

送配電系統の電力損失は、技術的損失（線路の抵抗損失や変圧器の損失など）と商業損失（不正使用、盗電など）に分類して考えられている。

北部地域の損失率が高い原因には、電源のHoa Binhへの過度の集中に一因がある。結果として送電距離が長くなっている。高圧配電電圧が10/6kVと南部地域より低く、且つ配電距離が長いのも高損失率の原因となっている。又、低圧配電線に裸線が使用されていることは、不正使用の原因になっている。損失率はこれまで増加傾向にあったが1993年及び1994年には減少した。これは、ハノイ、Hai Phongの配電系統改善努力によるものと思われる。

### 3.4.4 電力系統制御及び通信

#### (1) 給電設備

ハノイには北部電力系統の給電所がある。機器は旧ソ連製で、遠方制御機構は付いていない。発電所からの運転情報及び操作情報の収集には電話を使用している。データの自動収集が可能なのは1部の重要発電所だけであり手動表示を併用している。この給電所はSCADA機能を満足していない。

電力線搬送回線の制約から、データ伝送は4kHzバンドの音声外帯域を利用している。従って、伝送速度は100又は200bpsである。

現在、南部及び中部系統には給電設備が無い。データ収集及び操作指示の給電業務は電力搬送回線を利用した電話連絡で行っている。プレストーク方式の無線通信も地方で給電用に使用している。

ホーチミンへの電力供給のために、無線回線を使用したSCADAシステムが、ス

ウェーデンの援助で建設され、現在運転中である。

南北縦貫500kV送電計画に関連して、500kV系統の遠隔監視制御及び全国の発電所管理のために全国給電所がハノイに設置された。しかし、既存のソ連製の電力線搬送装置は、CCITTの勧告に適合していないので、フランスからの給電系統との相互接続が不可能で、既設発電所からのデータは限られている。

## (2) 通信系統

電力系統運用のための現存の通信網は、送電線の電力線搬送回線を核にして構成されている。既存の電力線搬送設備の大半はソ連製である。この方式の最も重大な問題は、系統がCCITTの勧告に準拠していないことである。従って、国際的な基準に準拠した設備との相互接続は不可能である。上記の全国給電所の全面的機能化のためには既設の通信系統をCCITTに準拠した新方式に変更する必要がある。

電力系統の給電及び業務用の電話連絡のために、ソ連製の電話交換機が設置されている。150MHz及び400MHzのプレストーク方式の無線回線が、給電所・電気所間及び電気所相互の補助通信用に使用されている。

500kV送電系統用には、最新の継電方式、データ伝送、電話等の増大した通信量に対応するためにOPGWを使用した光通信方式を採用している。OPGWの光ファイバーの半数は公衆通信に使用することになっている。通信系統の一部として、給電所相互間の通信及び電力系統運用のための通信系統の近代化のためデジタルマイクロ回線、交換機等が設置された。

**Table 3.4-1 Summary of Existing Transmission Lines (As of end-1994)**

(Unit: circuit-km)

	North	South	Center	Total
500kV line	-	-	-	1,488
220kV lines *1	1,044	657	349	2,050
110/66kV lines *1	2,685	1,630	1,132	5,447
35/31.5kV lines *2	6,455	1,390	978	8,823
15/8.6kV lines *2,4	-	8,056	1,805	9,861
10kV lines *2	8,986	70	652	9,708
6kV lines *2	2,512	227	646	3,385
<b>Total</b>	<b>21,682</b>	<b>12,030</b>	<b>5,562</b>	<b>40,762</b>
Low tensions lines*2	10,000	5,655	990	16,645

Note: \*1. Sum of recently obtained data. \*2. 1993 data. \*3. 1991 data. \*4.  $8.6 = 15/\sqrt{3}$

**Table 3.4-2 List of Existing Substations (As of end-1994)**

		Number of Stations	Number of Transformer	Total Capacity (MVA)
500/220kV		4	6	2,700
North	220/110kV *1	8	14	1,876
	110/35, 10, 6kV *1	63	94	2,083
	35/10kV *2	196	294	620
	35/6kV *2	129	198	599
	35/0.4-0.2kV *2	2,422	2,591	781
	10/0.4-0.2kV *2	6,044	6,277	1,607
	6/0.4-0.2kV *2	3,766	4,068	1,300
South	220/110kV *1	9	12	1,169
	110/66/15kV *1	59	64	1,376
	35/31.5kV *2	42	47	81
	15/8.6kV *2,*3	16,926	24,939	2,089
	10kV *2	51	54	8
	6.6kV *2	257	337	34
Center	220/220kV *1	4	5	439
	110-66/35,15,10,6kV	14	15	328
	35/15,10,6kV *2	--	--	152
	35/0.4kV *2	--	--	11
	15/0.4kV *2	--	--	267
	10-6/0.4kV *2	--	--	234

Notes: \*1. Sum of recently obtained data. \*2. 1993 data. \*3.  $8.6 = 15/\sqrt{3}$

**Table 3.4-3 Trend of Losses**

<b>Region</b>	<b>1986</b>	<b>1987</b>	<b>1988</b>	<b>1989</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>
North	26.5	25.4	26.1	31.3	33.6	30.6	30.5	25.7	25.5
Center	15.7	16.4	18.1	17.9	22.5	26.6	25.5	24.9	21.2
South	23.1	21.7	24.3	22.1	21.1	21.8	22.3	21.8	21.6
Whole Country	25.0	23.9	25.4	27.3	28.7	28.0	28.2	25.4	24.6

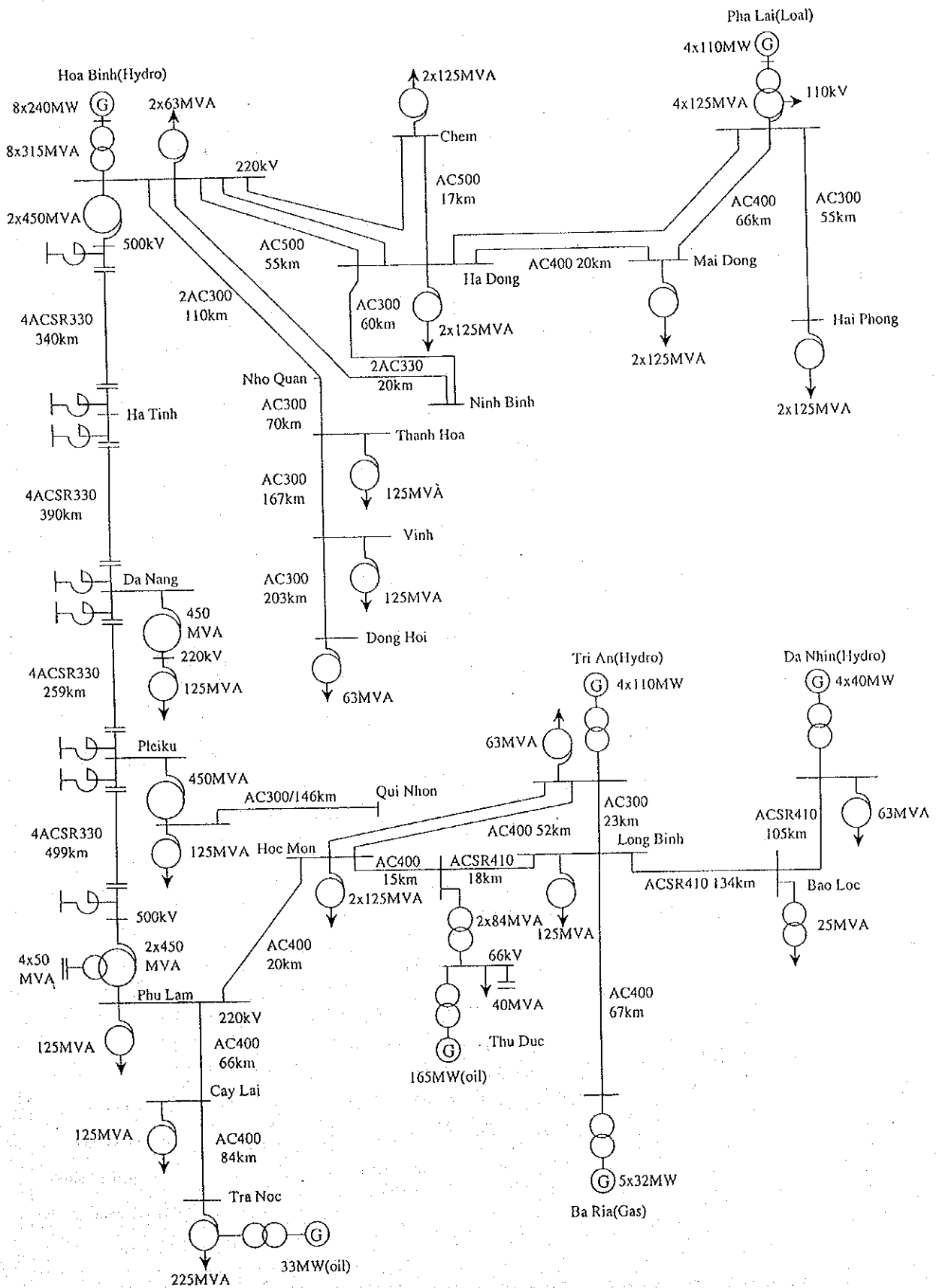


Figure 3.4-1 Existing 500/220 kV Power System Diagram

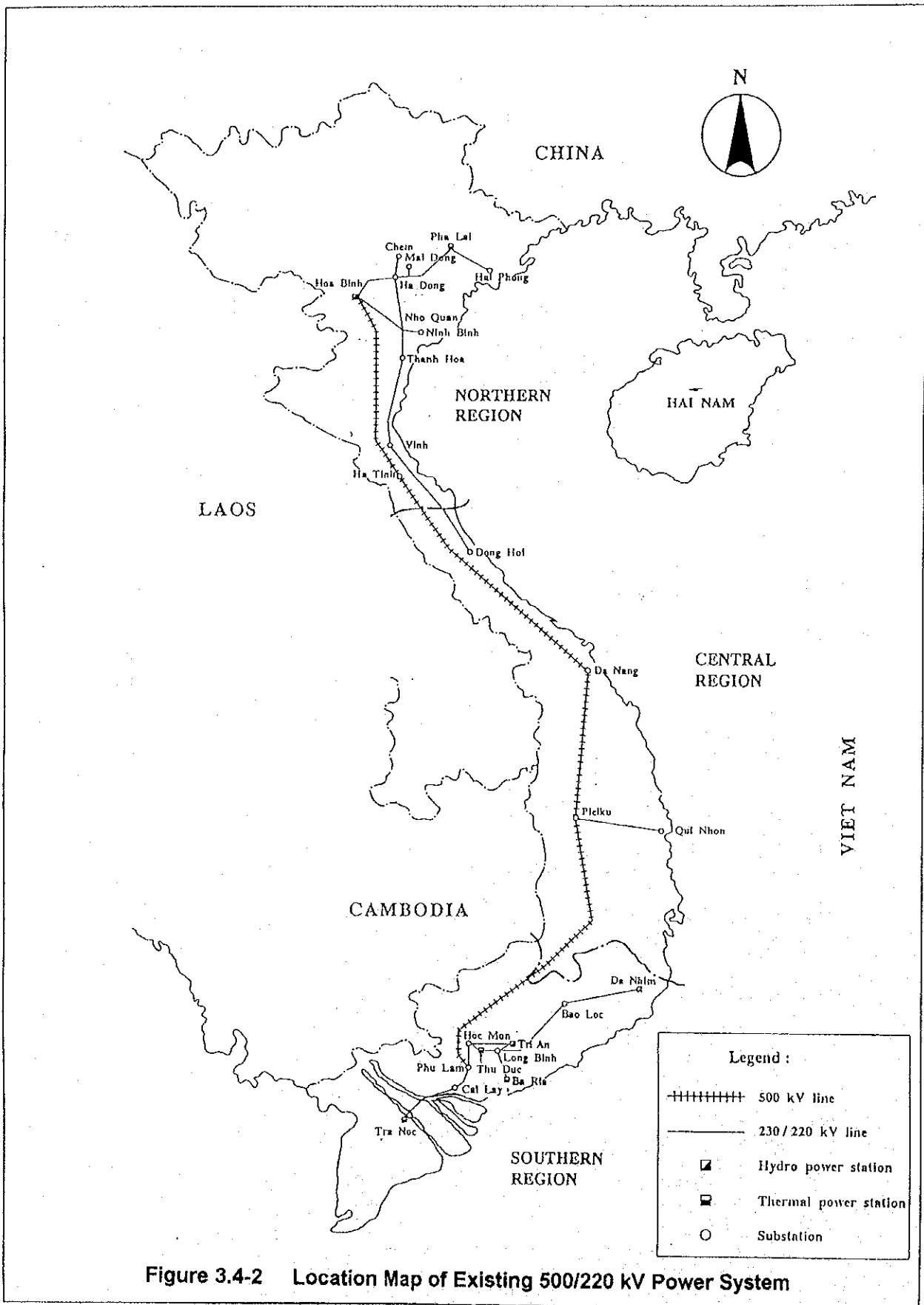


Figure 3.4-2 Location Map of Existing 500/220 kV Power System

### 3.5 エネルギー資源の需要と供給

ヴェトナムの発電所に於けるエネルギー資源は水力、石炭が主であり、他に燃料油（重油及び軽油）及び北部で陸上の天然ガスが僅かにあった。

#### (1) 水 力

水力発電の理論的な潜在量は、全国で約3,000億kWh/年と見積もられている。その内、1,000億kWhが経済的に開発可能なものである。Table 3.5-1 は、河川毎の水力発電潜在量である。

現在、おおよそ12,000GWhの水力発電が開発されているが、これは経済的に開発可能なものの約10%である。

#### (2) 石 炭

火力発電に於ける石炭消費量は1980年代には比較的によく、年間平均200万トン近くあり、1981~90年合計で1,977万トンであった。これが、1990年代に入ると、特に1992年には Hoa Binh 水力発電所の完成と発電開始によって火力発電所の稼働は低くなり、燃料用の石炭消費量も1991年の92万トンが、92年には59.2万トンに、93年には53.8万トンに低下した。但し、94年には再び90万トンに増加したようである。(Table 3.5-2)

ヴェトナムの火力発電用燃料である無煙炭の生産は、エネルギー省の管轄下にある国営石炭公社4社 (Uong Bi, Hong Gai, Cam Pha及び前No.3のDomestic)の内、前2社によってなされている。これら4公社の石炭生産量は1991年に420万トン、92年に450万トン、93年に503万トン、94年に507万トン（いずれも精選炭）であった。(Table 3.5-3) また、MOB管轄でない炭鉱もあり、それらの石炭生産も年間100万トン前後あった。生産された石炭の中で、無煙炭の比率は大きく、1992年で96%を占めている。各炭鉱の生産設備は、設計容量を合計して原炭ベースで1,000万トン、精選炭ベースでは800万トンある。また、ヴェトナムの現行5ヵ年計画（1991~95年）の最終年での石炭生産の目標量は、国営4社合計で600~700万トンとされている。

ヴェトナムの石炭火力発電所は、現在主要なものが3ヵ所あり、それらは Pha Lai火力発電所、Uong Bi火力発電所、Ning Binh火力発電所である。この3火力

発電所での石炭需要は1993年において各々30万、30万、35万トンと見込まれていたが、発電の減少によって、実際はそれを大幅に下廻ったようである。

Pha Lai火力発電所の需要に対しては、地理的に最も近い供給源として Uong bi 石炭公社がその石炭供給を行っている。このため同公社は、既存炭鉱の Mao Khe、Vang Danhの生産維持と同時に新炭鉱として Yen Tu を開発する予定である。但し、Mao Khe、Vang Danh 炭鉱はいずれも坑内掘りであり、露天掘炭鉱に比べてコストは高い。また、Pha Lai火力発電所には将来はHong Gai石炭公社から、また現在は電力用の供給はしていないCam Pha石炭公社からも石炭供給がなされることとなる。各公社の炭鉱の選炭設備は一部を除きいずれも古いもので、十分な選炭作業ができないものの、新たに近代的な設備の導入も計画している。また、搬出設備、港湾、専用船等も更新される必要がある。

電力供給用の石炭の生産・輸送コストは高い。電力側では現在の水力発電コストと石炭火力発電コストを比較し、石炭購入価格は出来るだけ低く抑えたい意向である。Hoa Binh水力発電所のコスト（発電原価）は、100~130ドン/kWであるのに対して、Pha Lai火力発電所のコストは370ドン/kWである。Pha Lai火力発電所で購入する石炭は、粉炭の5号炭で1994年9月末にてトン当たり15.50米ドル、4 B号炭で16~17米ドルである。これに輸送費（河川運搬）の3米ドル/トンを加えると、Pha Lai火力発電所の平均購入価格は約20米ドル/トンとなる。

将来、石炭生産コストの上昇は不可避であり、1998年には平均20米ドル/トンになると推定される。これは輸送費を含まない山元価格である。生産コストと輸送コストを合計し、これに適正な利益と税額を加えると、石炭の火力発電用の燃料供給に於いては、コスト面での問題が大きくなることは明らかである。

各炭鉱の生産・輸送設備、選炭設備、また各社の搬出・輸送設備は、更新・拡大されるべきである。

### (3) 石油製品

他方、火力発電の今一つの燃料である石油燃料の需要と供給は、1993年にて重油30万トン、軽油40万トン程度であり、その全量が海外からの輸入であった。この程度の少量であれば何ら問題はない。ヴィエトナムは将来、国内にて石油精製を行うべく、製油所の新設を計画している。火力発電所用の石油製品の重油、軽油の供給



は将来この国内製油所から充分になされることとなるだろう。ちなみに、ヴェトナムの海域に於ける石油開発による原油生産は1994年で年間670万トン程度あり、これは将来増産されると推測される。

#### (4) 天然ガス

また、火力発電所の中で天然ガスを利用している発電所が1カ所北部の Thai Binh省にあり、ここで Tien Hai ガス田からのガスを、年間2,000万～4,000万<sup>m</sup>³ほどを燃料としていた。しかし、現在ではこのガス田のガス産出は停止して、この発電所は重油燃焼に切り換えられたようである。

**Table 3.5-1 Hydropower Resources**

Region	Name of River	Potential (10 <sup>9</sup> kWh)	Feasible	
			(10 <sup>9</sup> kWh)	(MW)
North	Da	71	31.6	6,260
	Lo-Gam	40	4.8	1,070
	Ma-Chu	12	1.3	320
	Ca	11	2.6	560
	Others	46	19.1	-
300R Center	Vugia-Thubon	15	4.6	990
	Ba	10	2.1	400
	Se San	22	8.0	1,490
	Srepoc	13	2.6	500
	Others	26	6.7	-
South	Dong Nai	28	11.6	2,500
	Others	6	5	-
<b>Total</b>		<b>300</b>	<b>100</b>	<b>14,120</b>

(Source: IEV, Sept. 1994)

**Table 3.5-2 Coal Production & Coal Sale of Companies under MOE  
(in the period 1955 - 1994, certified figures)**

(Unit: 10<sup>3</sup> ton)

Year	Clean Coal	Rock & overburden (10 m <sup>3</sup> )	Sale			Industry	
			Total	Domestic	Export	Electricity	Cement
1955	439	818	166	101	66	64	-
1956~1957	2,302	5,445	2,361	781	1,580	240	15
1958~1960	6,342	20,416	6,241	3,508	2,733	644	89
1961~1965	17,159	71,324	17,393	8,539	8,854	2,888	451
1966~1970	11,831	50,768	12,016	8,957	3,059	2,518	197
1971~1975	15,765	71,236	15,382	12,471	2,911	3,207	439
1976~1980	28,009	93,779	27,810	22,243	5,567	6,473	586
1981~1985	27,960	80,433	27,663	24,602	3,061	8,640	1,343
1986~1990	26,242	107,415	26,080	23,740	2,340	11,126	1,523
<b>Total (1955~1990)</b>	<b>136,049</b>	<b>501,634</b>	<b>135,112</b>	<b>104,942</b>	<b>30,171</b>	<b>35,800</b>	<b>4,643</b>
1991	4,205	15,269	4,123	3,203	920	920	225
1992	4,499	12,894	4,852	3,528	1,324	592	238
1993	5,029	11,149	5,351	3,527	1,824	538	280
1994	5,068	16,696	5,005	2,947	2,058	900	276
<b>Total (1991~1994)</b>	<b>154,850</b>	<b>557,642</b>	<b>154,443</b>	<b>118,147</b>	<b>36,297</b>	<b>38,750</b>	<b>5,662</b>

(Source: IEV, 1975)

**Table 3.5-3 Clean Coal Production in Viet Nam**

(Unit: 10<sup>3</sup> ton)

	Total	Produced by MOE's Companies				Other Producer
		Total	Anthracite	Long Frame Coa (Lignite)	Fat Coal	
1980	5,200	4,987	4,946	41	-	213
1981	5,900	5,725	5,681	44	-	175
1982	6,280	6,040	5,957	84	-	240
1983	6,300	6,085	5,966	111	8	215
1984	5,000	4,819	4,687	119	13	181
1985	5,700	5,327	5,188	122	17	273
1986	6,121	5,953	5,811	120	21	447
1987	6,332	6,428	6,284	117	27	411
1988	6,051	6,334	6,185	141	9	466
1989	5,130	3,403	3,269	134	-	457
1990	5,124	4,128	4,075	130	13	(905)
1991		4,205	4,064	122	19	
1992		4,499	4,331	118	40	
1993		5,029				
1994	6,218	5,068				1,150

(Source: IEV, 1975)

**Part I データベース・システム及び  
電力需要予測**

## 第4章 データベース・システム

## 第4章 データベース・システム

### 目次

	頁
4.1 まえがき .....	4-1
4.1.1 調査の目的 .....	4-1
4.1.2 データベース管理システムの基本概念 .....	4-1
4.1.3 開発したデータベース .....	4-1
4.2 電力データベースの要件とデータベース管理システム .....	4-2
4.2.1 電力需要予測・供給計画からの要件 .....	4-2
4.2.2 電力統計からの要件 .....	4-2
4.2.3 システム運用面からの要件 .....	4-3
4.2.4 推奨データベース管理システム .....	4-4
4.3 新データベースの概念 .....	4-4
4.3.1 オフィシャル・データベースと作業用データベース .....	4-4
4.3.2 データベース運営管理への配慮 .....	4-4
4.4 新データベースの基本設計 .....	4-5
4.5 データベース・ユーザー教育 .....	4-6
4.6 データベースの将来展開への提言 .....	4-6

## 第4章 データベース・システム

### 4.1 まえがき

#### 4.1.1 調査の目的

ベトナムの工業開発と国民の福利の増進にとって、エネルギーとりわけ電力は重要である。そのためベトナム政府は電源開発計画を積極的に推進しているところである。いっぽう国全体としては計画経済から市場経済への移行段階にあり、データの整備も進められつつある。

本調査の目的は、以上のような経済環境の中で、ベトナムの電力分野において、現状の電力統計を含むデータベースの調査を行い、必要なデータベースを開発して提供し、併せてそのデータベースの技術を開示し、今後ベトナムのスタッフがデータベースの改良・拡張ができるようにすることにある。

#### 4.1.2 データベース管理システムの基本概念

一般的にデータベースとは、目的を持ったデータの集合体であるが、ここではコンピュータで取り扱う電子ファイルの形のことを言う。データにはおよそ3つのタイプがある。その第一は地名や人名のように殆ど変わらないもの、その第二は設備の仕様のように一定期間変わらないものである。その第三は定期的又は不定期的に内容が更新されるものである。

第一のものはしばしばデータをまとめたり並べ替えたりする際にキーとして用いられるので、Key Codeまたは単にCodeと呼ばれる。第二のものは基準になるデータであることが多く、Master Dataあるいは単に Master と呼ばれる。これらに対して第三のものは、商取引を意味するTransaction Data、あるいは単にDataとよばれる。

#### 4.1.3 開発したデータベース

ベトナムにおける電力需要予測や電力統計に関するデータは印刷物かコンピュータ上のスプレッドシートの形で保存されている。しかしながら、少なくとも1994年10月時点においては、ベトナムには電力データベース・システムと呼ばれるものの存在は確認できなかった。

JICA調査団は、調査の結果次の二つのデータベースが必要と認め、その開発を行った。すなわち「電力データベース」及び「エネルギー・経済データベース」である。「電力データベース」はヴェトナムの事情に合わせたデータベースであり、技術的には計画用データベースの構造を代表するものである。そのため、このデータベースでは、報告書（レポート）形式の出力に技術的重点が置かれている。

「エネルギー・経済データベース」は電力需要予測や電源開発計画の策定に当たり、外部情報として必要なものであり、技術的には汎用的なデータベースの構造を代表するものである。そのため、このデータベースではデータの編集や情報検索の操作性の向上に技術的重点が置かれている。

## 4.2 電力データベースの要件とデータベース管理システム

### 4.2.1 電力需要予測・供給計画からの要件

電力需要予測・供給計画のためのデータベースにとって必要なことは、すべての項目を網羅することよりも、直面する問題に関するデータを集中的にあつめて整理することである。この様な問題には、特定のケース・スタディのためのデータも使うので、データの入力が容易であることも必要である。また、様々な前提条件の変更を想定してシミュレーションを行う必要があるので、スプレッドシートへのデータの送付や、スプレッドシートからのデータの受け入れの機能も必要である。

なお、電力需要予測・供給計画の要件からは、データ量も限られているので、Lotus 1-2-3 などのスプレッドシートをデータベースシステムとして利用することも可能である。

### 4.2.2 電力統計からの要件

電力統計は電力需要予測や電源開発計画そのものにとって必要であるばかりでなく、電力やエネルギーの現状について多くの関係者の評価を得て、それらの予測や計画を円滑にとり進めるために必要である。そのため、電力統計は統計を取る項目の選択、期間の設定、整理の仕方等についてその目的を十分に果たすよう設計されなければならない。

毎回異なったデータ・ソースからデータを収集し処理の変更を行ったのでは、信頼



できる統計を作ることには出来ない。電力統計のデータも他の統計と同様にデータの継続性と一貫性が重要である。定期的に収集され、毎回同じ処理を行い、主要なアウトプットについては、定期的に発行されることが重要である。

したがって、電力統計のデータベースについては、特別の理由がない限り、一度入力して確定したデータは、変更されることなく保持されなくてはならない。そのため、データのセキュリティには十分な配慮が行われる必要がある。市販のデータベース管理システムはこの要件を満たしている。また、Lotus 1-2-3 や MS-Excel などのスプレッドシートにも簡易データベース機能はあるが、収容データ件数が 8,192 または 16,384 件と限られており、膨大なデータを格納する必要がある電力統計からの要求に関しては問題がある。

#### 4.2.3 システム運用面からの要件

システム運用面から要求されるデータベース管理システム (DBMS) については、まずデータベースのセキュリティが必要であり、将来の発展を考えるとネットワークへの対応が必要である。データベースのセキュリティについては、データベース管理者に次の手段が提供されることが必要である。

- (1) 不正なアクセスからの保護
- (2) 事故からの保護
- (3) 情報の流出からの保護
- (4) システム破壊からの保護

また、データベースをのせるコンピュータシステム (ハードウェアやOSをも含む) そのものについても、次のような管理システムが必要である。

- (1) システムセキュリティ管理用ファイルの集約化
- (2) 排他管理
- (3) レコードロック

現在市販のデータベース管理システムは、システム運用面からの要件を完全に満たしている。一方、スプレッドシートのデータベース機能は上の要件を全く満たさない。ので、システム運用面からは用いることはできない。

#### 4.2.4 推奨データベース管理システム

データベース管理システムには各種のものがあるが、ロータス社の Approach、ポーランド社の Paradox 及びマイクロソフト社の FoxPro とそれを改良発展させた Access が世界で多く使われている。中でもマイクロソフト Access は先行する自社あるいは他社の実績あるデータベース管理システムの長所を分析し、取り入れて作られた優れたデータベースソフトである。マイクロソフト Access は、上述の条件を満たしているばかりでなく、ユーザーにとって入力が簡単で、システムの改良も容易であるばかりでなく、プレゼンテーション用に豊富な図面表示機能を持っている。

さらにマイクロソフト Access は処理の自動化や、複数システムの連動を可能にするプログラミング言語 Access Basic を備えているので、将来の拡張性にも優れている。

したがってマイクロソフト Access がベトナムの電力計画データベースシステム用として最適と考えられる。

### 4.3 新データベースの概念

#### 4.3.1 オフィシャル・データベースと作業用データベース

データベースには二つのタイプがある。ひとつは制度、組織によって管理されるオフィシャル・データベースで、他はデータベースのユーザーによって構築され管理される作業用データベースである。ユーザーはオフィシャル・データベースから作業用データベースにデータを抽出して処理し、そのユーザーにとって有益な情報を得ることが出来る。オフィシャル・データベースは全てのユーザーに同一基準のデータを提供し、関係者に正しい情報を提供することにより無用な議論や誤解を排除することが出来る。

JICA 調査団は、オフィシャル・データベースのモデルとして、「電力データベース」と「エネルギー・経済データベース」を開発し提供した。

#### 4.3.2 データベース運営管理への配慮

データベースの運営管理への配慮の必要性はデータベース管理システムの機能としても必要であるが、システム設計面でも別の配慮が必要である。パブリック・データベースでは、データベースを多くの関係者が利用するので、データベースのセキュリティが重要であるが、そのために厳格に管理すべきデータと比較的多くの人に開放す

る部分とをはっきり分離する必要がある。

ベトナム電力データベースでは、データをCode、Master、StatisticおよびDataに分けて格納するように設計されている。このうち特にCodeとMasterは厳格な管理が必要であり、データベース管理者のみが更新する。この更新がデータベース管理者のみが出来るようにするためには、データベースのセキュリティの機能が使われる。

#### 4.4 新データベースの基本設計

データベースのデータには、経験的に4つの大きな違いがあり、その違いに従ってデータの格納庫=テーブルを設計する必要がある。

##### (1) コード・テーブル

一般的に情報処理ではデータはコードによって管理されるが、データベースでも同様である。データはコードによって識別され整理されるので全てのデータに標準的コードを付けるということが重要である。従ってコードはデータベース管理者によって管理されるのであり、他の人がコードを追加したり変更したりすることは許されないことである。コードテーブルの目的はコードをユーザーに公開し、ユーザーがその標準コードを用いて全てのデータを処理できるようにすることにある。それ故ユーザーはコード・テーブルを読み出すことが出来る。しかし、書き込みはデータベース管理者に限られる。

##### (2) データ・テーブル

データ・テーブルは年次データや予測、計画データなど、時間によって変化するデータを格納する。データ入力操作とテーブルの書き換え操作はデータベース管理者によって管理される。コードは、データベース管理者がデータベースの品質を保証できるように、テーブルに登録された標準コードのみが使用される。

データ・テーブルはデータベースの品質保証・品質管理を考慮しつつ作成される。例えば、データ入力操作時においてプルダウン・メニューによってコード・テーブルを引用すればエラー・フリーなコード入力を設計できる。また、必須データのチェックも不可欠である。

### (3) マスター・テーブル

マスター・テーブルは時系列的には変化しない固定データを格納する。過去の電力需給データ、設備の場所、完成年月日、設備の仕様などがこれにあたる。故にマスター・テーブルは、一度確定したならば誤りが発見された場合を除き、一般的には変更されない。ただ一部のマスター・テーブルは、元のデータが変更された場合には、更新されることもありうる。その場合の更新操作はデータベース管理者によって管理される。

### (4) 統計テーブル

統計テーブルはたとえば過去の電力関連データや、地方別人口統計や、国民経済統計、産業統計等を格納する。これらのデータは一度格納されると誤りが発見された場合を除き更新されないが、定期的にデータの追加は行われる。

## 4.5 データベース・ユーザー教育

データベース・ユーザーがパブリック・データベースをアクセスし、自分用の作業用データベースを作るためには、関係職員に対するデータベースの技術研修が必要である。

JICA調査団はIBVの職員を対象に、24時間のデータベースの研修を実施し、データベースの構築の方法及び改良・拡張に必要な基本技術の移転を行った。その結果、参加者6名全員が研修の全過程を終了したので、終了証書を授与した。

さらに研修の中で、JICA調査団が開発した「電力データベース」及び「エネルギー・経済データベース」の内部構造と操作方法の説明を行い、その引き継ぎも行った。

## 4.6 データベースの将来展開への提言

本調査において、ヴィエトナムのエネルギー関連機関に初めてデータベース管理ソフトを使用したデータベースが導入された。このデータベースはパーソナル・コンピュータ上で動作するものである。このデータベースを用いたデータ管理の出現は従来のワードプロセッサや表計算システムによるデータ処理に対して、質量ともに、新しい境地を開くことになるとみられる。また、この新しいデータベースは各種エネルギーのマスター・プランや電源開発計画の策定に強力なツールともなるものである。

エネルギーや電力分野の最新のデータはエネルギー関連部門の共有財産ともなろうし、IEVは、このデータベース技術を習得することにより、エネルギーの統計や情報に関する、高度なデータベース・システムを構築することが可能となる。データベースの活用により、IEVはエネルギー情報のセンターとなれるであろうし、長期エネルギー開発計画の策定原案をMOEに迅速に提出できるであろう。ベトナムにおいても遠からずコンピュータの急速な普及があるであろうから、IEVはデータベースを用いてエネルギー統計の定期発行も可能となる。また、通信回線によりエネルギー情報を国内外に流すことも可能となる。このような業務は新しい発展的活動の機会をもたらすであろう。

ベトナムは現在市場経済を導入しつつある。そのような社会構造変革はおそらく電力需要構造を変えてしまうであろう。そのような変化を感知し将来の電力需要を正確に予測するには、広範なデータを収集し、細心さを持って分析する必要がある。したがって、今後以下のような施策を行うことが望ましい。

- IEVがより正確な需要予測や供給の最適配分を行うにも、現状の電力需給データでは不十分である。IEVがエネルギー消費や経済活動に関するより詳しいデータを集めようとしてもそれには何年という年月がかかるから、このデータ収集の体制づくりはできるだけ早く開始することが望ましい。
- 過去のデータの信頼性確保や多目的利用を可能とするため、データベースシステムを活用する。
- データは常に最新のものに入れ替えておく。
- データベース以外にJICA調査団が提供する、エネルギー需要予測や供給最適化のソフトウェアもまた電力開発のローリング・プランや長期エネルギー計画の策定に関して有効利用する。

以上の施策の具体策としては、さしあたり以下の事項を実施することが望ましい。

(1) データベース活用に関するシナリオ作り

今後データベースの普及と充実が重要な課題となるが、データベースは数が増え、大きくなるにつれてだんだんと混乱してくるものである。ある時期に各テーブルを正規化し、コード・テーブル、マスター・テーブル、データ・テーブル及び統

計テーブルの区分に従ってテーブルを整理統合することが必要である。

これには、最初の1～2年間の普及啓蒙期、続く2～3年間の応用拡大期、その後の1から2年間の整理統合期というような期間を区切った計画で進めることが望ましい。

## (2) 統合化とデータ収集体制の整備

電力需要予測や電力供給計画においては電力需要構造の状況や技術・資金の見通しなどを総合的に勘案する必要がある。このためのデータは普通別々に管理されているが、それらのデータは、たとえば電力需給に関するデータベースとファイナンスに関するデータベースとの間に、何らかの関連づけを行う必要がある。

また、電力統計の作成もコンピュータ化することにより迅速化・正確化がはかれるので、今後は電力統計のためのデータも電力データベースに蓄積することが考えられる。このためには、データの収集と入力の手続きを整える必要があり、何らかの法的な裏付けが望ましい。

## (3) データベース管理者の設置

データベースの品質保証への配慮は運営面でも必要である。すなわち、パブリック・データベースでは、データベースを多くの関係者が利用するので、データベースのセキュリティが重要であるが、そのために厳格に管理すべきデータと比較的多くの人に開放する部分とをはっきり分離する必要がある。たとえば、コード・テーブル、マスター・テーブルあるいは統計テーブルの管理は制度化する、などである。

このような制度的管理を実施し、データの品質とデータベースの安全性とを確保するためには、データベース管理者の設置が必要である。そのほかにデータベース管理者はデータベースの構造を、自らあるいは指揮して維持または改善したり、パブリック・データベースが局外者によってアクセスされないように、パスワードやキー・ロックを用いて保護するなどの重要事項も実施する。

(4) データベース研修とデータベース利用人口の拡大

最も重要なことは、データベースを自ら作成し利用する人口を増やすことである。そのためには、データベース研修のインストラクターを設置し、研修プログラムと教材を整備して、関係職員に継続的なデータベース研修を行なう必要がある。

(5) 関係機関間でのデータの共有化

最終的には、関係機関間で共通のコンピュータシステムを用い、より広範囲なオフィシャル・データベースを構築することである。これによりデータの共通基盤が広がり、ひいては各種データがより整合性をもつようになり、データ処理の効率も向上するようになるであろう。

## 第 5 章 電力需要予測



## 第5章 電力需要予測

### 目次

	頁
5.1 考え方 .....	5 - 1
5.2 電力需要予測のための経済シナリオ .....	5 - 2
5.2.1 GDP 実績 .....	5 - 2
5.2.2 経済シナリオ .....	5 - 2
5.3 電力需要予測モデル .....	5 - 7
5.3.1 モデルのフロー .....	5 - 7
5.3.2 モデルの構造 .....	5 - 9
5.4 電力需要予測 .....	5 - 13
5.4.1 IBV による需要予測 .....	5 - 13
5.4.2 JICA調査団による需要予測 .....	5 - 14
5.5 アジア諸国との比較 .....	5 - 25
5.5.1 経済レベルと電力消費量 .....	5 - 25
5.5.2 電力消費増加要因とGDP 電力原単位 .....	5 - 27
5.6 結論と勧告 .....	5 - 38



## 第5章 電力需要予測

### 5.1 考え方

電力需要予測手法に関して一般的に言えば、2種類のアプローチの仕方がある。一つは、プロセス・エンジニアリング法（一種の積上げ方式）で、他はエコノメトリックス（計量経済的な手法）である。当然両者とも利点と欠点を有する。データ収集についていえば、前者は膨大な種類のデータを必要とするが、時系列データは比較的少ない。例えば民生用電力需要についてみると、家庭用各種電気機器の効率や実使用时间等のデータを必要とする。他方、後者はこの種のデータは不必要であるが、長期（10年以上）の時系列データを必要とする。

プロセス・エンジニアリング法による予測結果は、最終エネルギー効率に関する多くの仮定と各種のデータを準備しただけであって容易に理解しやすい。計量経済学的手法による場合、マクロな経済・社会指標を外生値として導入しているため、予測結果の背景に関してその詳細を説明できない。しかし、その結果を恣意的に変更できないし、また予測結果はマクロな観点で経済成長や需要構造を反映しており、他の国々との比較を同じ土俵で容易にできる。

本調査では、各種機器のエネルギー効率や原単位に関するデータ収集が困難であるとの理由から、計量経済学的手法を適用した。従って、セクター別GDP、人口等の過去のデータを利用すると共に、それらマクロ指標の将来見通しについては、地域毎（北部、中部、南部）にセクター別（農業、産業、その他）のシナリオを3ケース（ロー・ケース、ベース・ケース、ハイ・ケース）設定することにした。

本調査における電力需要予測の前提諸元をまとめると以下のとおりである。

- ◆需要予測範囲
  - 1. 全国
  - 2. 地域別（北部、中部、南部）
  - 3. 省別（北部 23省、中部 11省、南部 29省）
- ◆地域別経済シナリオ
  - 1. ロー・ケース
  - 2. ベース・ケース
  - 3. ハイ・ケース
- ◆電力需要部門の分類
  - 1. 農業セクター
  - 2. 産業セクター
  - 3. 民生セクター
  - 4. 交通その他
- ◆期 間
  - 1. 基準年        1993年
  - 2. 目標年        2010年

## 5.2 電力需要予測のための経済シナリオ

### 5.2.1 GDP実績

ヴェトナムにおける過去（1976～1992）のセクター別GDP実績（百万米ドル）及び年平均伸び率（%）をまとめると、Table 5.2-1 のとおりである。GDP値は、1989年価格で、為替レートは1,912ドン/米ドルを採用している。

同表（Table 5.2-1）に示されているように、トータルGDPの年平均伸び率は1980年代で5%台、1990年以降6%～8%台で推移している。サービス、財務セクターでは1985年以降10%を越える高い成長率を示した。産業セクターの伸び率は90年以降9%台であった。GDPへの最大の貢献部門は農業セクターとサービス・セクターで、全GDP（1992時）に占めるシェアは、19%と16%であった（1992）。

尚、本調査では、GDPを産業、農業、サービス、その他のセクターに分類した。これは後述するGDP見通しに関するシナリオの分類と一致させるためである。Figure 5.2-1 は、ヴェトナムのセクター別GDP実績を図示したものである。GDP成長への主要な貢献セクターは、農業とその他の部門である。Figure 5.2-2 は、1976年以降のGDPと電力需要との関係を図示したものである。両者は過去の実績において類似の傾向を示していることが分かる。

### 5.2.2 経済シナリオ

ロー・ケース、ベース・ケース、ハイ・ケース、の3つの経済シナリオが、北部、中部、南部の各地域について5年間隔（1990～1995～2000～2005～2010）で準備された。消費セクターは、前述したように産業、農業、その他に分類されている（付録参照）。即ち、2010年までの各地域毎のセクター別GDP伸び率（%）から、地域毎のセクター別及びトータルGDPを計算して、全国のセクター別GDP伸び率（%）並びにトータルGDP値を算出している。Table 5.2-2 に地域毎のトータルGDP及び伸び率を示す。

Table 5.2-2 並びに付録に示されているように、GDP成長率は地域によって異なっている。南部の高い経済成長は2000年まで先行する。北部は2000年以降経済活動を加速し、続いて中部が2005年以降追い上げるというシナリオである。

産業とその他部門の経済シナリオは、上述のGDPシナリオと類似している。経済活動の構図は、いわゆる第一走者が南部で、第二走者が北部となっている。農業部門の

GDP成長率は北部4%、中部4~5%、南部6%のレベルに設定されている。

ベース・ケースにおけるヴェトナムのGDPは1992年から2000年までに倍増し、更に2000年から2010年まで倍増するものと期待される。Table 5.2-2 と Table 5.2-3に示されているように、GDP（ベース・ケース）は1992年の151億ドルから2000年に316億ドル、2005年483億ドル、2010年711億ドルと年平均伸び率8%以上で成長する。

アジア諸国のGDP実績と比較してみると、ヴェトナムのGDP規模は2000年頃にシンガポール、2005年にマレーシア、2010年にタイの現在レベル並みとなる（付録参照）。

地域別GDPシナリオから計算した1人当たりのGDP（1989年米ドル固定価格）をTable 5.2-3に示す。全国値（ベース・ケース）でGDP/人は1995年から10年で倍増する。2010年の予測値の754（米ドル/人）は、ほぼ台湾の1963年頃、韓国の1969年頃、タイの1983年頃に相当する。

地域格差について言えば、2000年代中頃まで年々その格差が広がるが、2005年以降縮まると言うシナリオになっている。南部のGDP/人は北部の2.6倍以上に広がり、中部のそれに比し2.5~3.6倍となるであろう。南部の経済レベル（1,252米ドル/人）は2010年時点で、現在のタイのレベルに追い付くであろう（ベース・ケース）。ハイ・ケースでは、南部のそれ（1,471米ドル/人、2010年）は台湾の70年代初め、韓国の80年代初頭のレベルになるであろう。

**Table 5.2-1 Gross Domestic Product by Sector**

(at constant prices of 1989, Million US\$)

	Agriculture Forestry	Industry	Construction	Other Material	Trade	Transport Com- munication	Finance Insurance	Service Private	Total
1976	3,312	1,422	405	64	1,070	226	436	583	7,518
1980	3,421	1,439	381	66	1,065	201	486	668	7,727
AGR(%)	0.81	0.29	-1.50	0.75	-0.13	-2.91	2.79	3.45	0.69
1985	4,480	2,074	432	87	1,276	264	683	967	10,264
AGR(%)	5.54	7.59	2.54	5.77	3.70	5.63	7.01	7.69	5.84
1990	5,223	2,449	478	117	1,649	328	1,147	1,964	13,356
AGR(%)	3.12	3.37	2.02	6.05	5.26	4.47	10.94	15.22	5.41
1992	5,492	2,922	517	124	1,772	366	1,530	2,407	15,129
AGR(%)	2.54	9.23	4.00	2.90	3.65	5.64	15.49	10.69	6.43

Source: IEV

Note: 1912 dong/US\$, AGR=Annual Growth Rate (%)

**Table 5.2-2 GDP and GDP Growth Rate by Scenario**

(Unit: Million US\$ at 1989 constant price, %)

		1990	1995	90-95 AGR(%)	2000	95-00 AGR(%)	2005	00-05 AGR(%)	2010	05-10 AGR(%)
Northern Region	Low case	4,792	5,888	4.20	8,165	6.76	11,915	7.85	17,328	7.78
	Base case	4,792	6,167	5.17	8,877	7.56	13,544	8.82	20,576	8.72
	High case	4,792	6,289	5.59	9,353	8.26	14,835	9.67	23,521	9.66
Central Region	Low case	1,447	1,810	4.58	2,406	5.86	3,305	6.56	4,681	7.21
	Base case	1,447	1,877	5.35	2,626	6.95	3,723	7.24	5,472	8.01
	High case	1,447	1,919	5.81	2,776	7.67	4,080	8.01	6,251	8.91
Southern Region	Low case	7,890	11,884	8.54	17,901	8.54	25,912	7.68	35,651	6.59
	Base case	7,890	12,446	9.54	20,132	10.10	30,986	9.01	45,090	7.79
	High case	7,890	12,960	10.43	21,529	10.68	34,910	10.15	52,993	8.71
Whole Nation	Low case	14,129	19,581	6.74	28,472	7.77	41,132	7.63	57,660	6.99
	Base case	14,129	20,489	7.72	31,634	9.08	48,253	8.81	71,138	8.07
	High case	14,129	21,169	8.42	33,658	9.72	53,826	9.84	82,765	8.99

Note: AGR= Annual Growth Rate (%)

**Table 5.2-3 Per Capita GDP and Growth Rate by Scenario**

(Unit: Million US\$ at 1989 constant price, %)

		1990	1995	2000	95-00	2005	00-05	2010	05-10
Northern Region	Pop. (million)	30.8	34.8	37.8	1.66	40.3	1.31	42.7	1.13
	Low case	155.6	169.1	216.0	5.01	295.4	6.46	406.0	6.57
	Base case	155.6	177.2	234.8	5.80	335.8	7.41	482.1	7.50
	High case	155.6	180.7	247.4	6.49	367.8	8.25	551.1	8.43
Central Region	Pop. (million)	9.5	11.6	13.1	2.48	14.4	1.97	15.7	1.65
	Low case	152.3	156.1	183.6	3.30	228.9	4.50	298.7	5.47
	Base case	152.3	161.9	200.4	4.36	257.9	5.17	349.2	6.25
	High case	152.3	165.6	211.9	5.06	282.6	5.92	398.9	7.14
Southern Region	Pop. (million)	25.2	28.2	31.2	2.01	33.8	1.59	36.0	1.32
	Low case	313.1	421.0	573.9	6.40	767.7	5.99	989.5	5.21
	Base case	313.1	440.9	645.5	7.92	918.1	7.30	1,251.5	6.39
	High case	313.1	459.1	690.3	8.50	1,034.4	8.43	1,470.8	7.29
Whole Nation	Pop. (million)	65.5	74.6	82.1	1.93	88.5	1.51	94.4	1.29
	Low case	215.7	262.4	346.8	5.74	464.8	6.03	610.9	5.62
	Base case	215.7	274.5	385.3	7.01	545.2	7.19	753.7	6.69
	High case	215.7	283.6	410.0	7.65	608.2	8.21	876.9	7.59

Note: AGR= Annual Growth Rate (%)

Figure 5.2-1 Historical Trends of GDP in Viet Nam

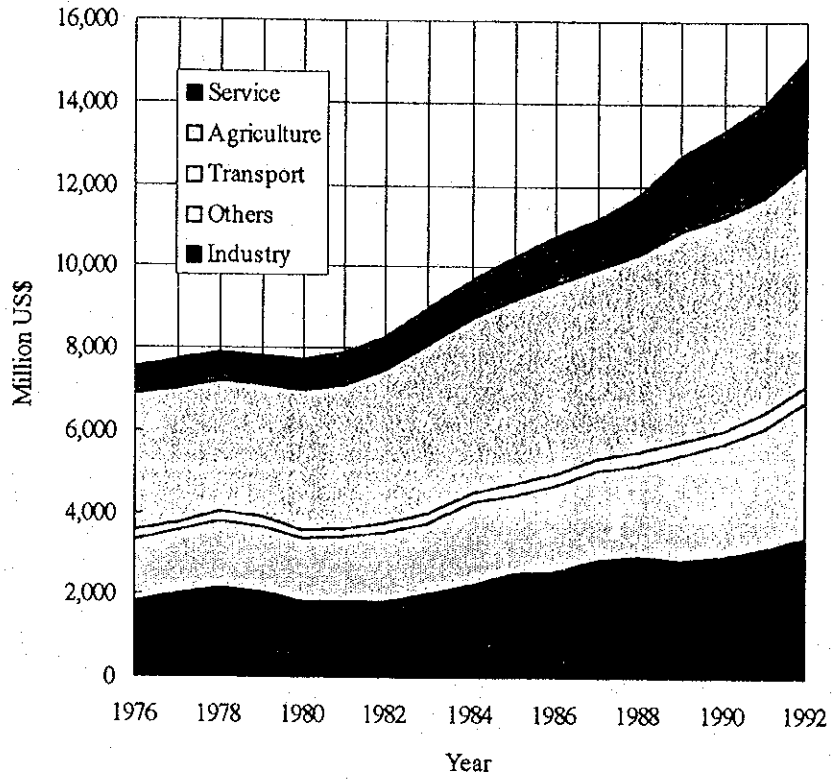
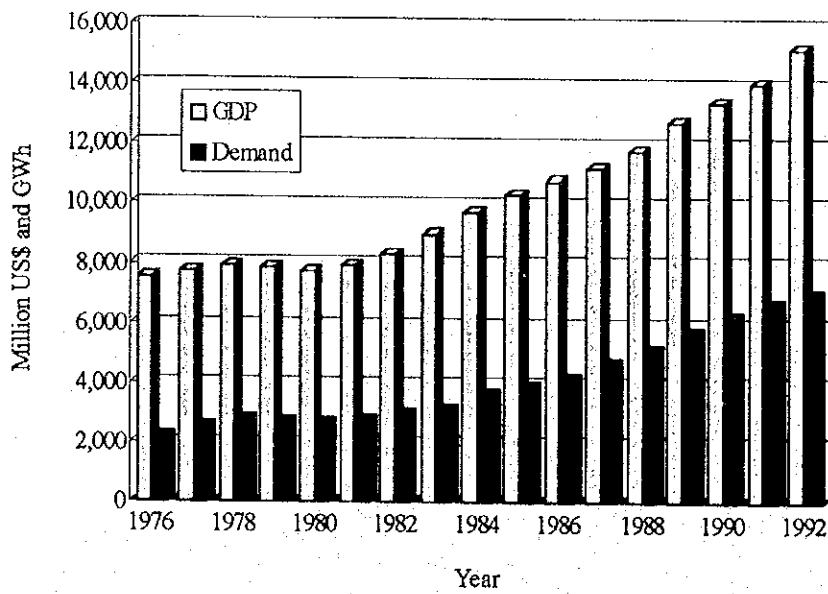


Figure 5.2-2 Historical Trends of GDP and Power Demand





## 5.3 電力需要予測モデル

### 5.3.1 モデルのフロー

電力需要予測にかかわるフロー図を Figure 5.3-1 に示す。同図内で点線で囲まれた部分は、外生値として与えたものがある。同図に従って電力需要予測にかかわるフローを以下に説明する。

#### (1) 全国モデル

電力需要予測はまず全国レベルで行った。この最大の理由は、モデル構築に必要な社会・経済指標に関する過去の時系列データが、全国レベルでしか準備されていないことによる。従って、全国モデルは、過去のセクター別GDP、人口、電気利用者数とセクター別電力消費量との関係から、回帰分析によって構築された。全国の電力需要予測は上記の分析によって得られたモデル（連立方程式群）を使ってシナリオ別に計算された。地域毎にロー、ベース、ハイ・ケース毎に準備されたシナリオを積算して全国ベースのシナリオとして使用した。

なお、地域毎（北部、中部、南部）のセクター別GDPに関する過去の時系列データが今後用意される場合には、地域毎の電力需要予測をまず行うという選択肢が当然考えられる。

#### (2) 北部、中部及び南部地域モデル

地域毎の電力需要予測モデルは、全国モデルで予測したセクター別（農業、産業、民生、その他）電力需要予測値を前提として、地域のシナリオ（セクター別GDP等の見通し）に沿って年次毎に地域需要を計算するモデルとなっている。GDP等の社会・経済指標に関するシナリオは、前述したロー・ケース、ベース・ケース、ハイ・ケースの外生値を導入している。

続いて、計算された地域需要に対して、総合ロス率（技術ロス+非技術ロス）を外生値として導入し、地域の発電電力量を算出している。同様に、負荷率（ロード・ファクター）を外生値として導入して最大負荷（ピーク・ロード）を算出している。次にこれらの地域別発電電力量とピーク・ロード値を積算して全国の発電電力量とピーク・ロード値を算出している。

従って、この段階で全国ベースの総合ロス率を、発電電力量と電力消費量（販売

電力) から、ロード・ファクターを発電電力量とピーク・ロード値から逆算している。

### (3) 省別モデル

省別電力需要については、地域（北部、中部、南部）毎に各省の需要実績と変電設備容量（推定）の各省別シェアを利用して、地域需要を各省毎に分割した。需要予測年は、1995年、2000年、2005年、2010年の断面のみとした。

#### <注>

なお、前述したように、総合ロス率と負荷率については地域毎に設定してある（外生値）。総合ロス率は、1993年値（北部 28%、中部 25%、南部 23%）から徐々に改善し、各地域とも2000年には20%、2005年に19%、2010年には15~17%とした（付録参照）。その結果、全国レベルの総合ロス率は、1993年の25.4%から2000年に20%、2005年 19%、2010年 16%となる。2010年時点における総合ロス率16%のうち、非技術ロスと所内率を除いた送配電ロス率は10%前後であり、これは現在のタイのレベルに相当する。

負荷率についても地域毎に外生値として設定した。1993年の負荷率は北部 57%、中部 51%、南部 63%であったが、今後は送配電網の整備と共に地域差は減少していくものと思われる。

北部では、産業用電力需要における重化学工業の占める位置が大きいことから、ピークの平準化が比較的容易であり、1996~2005年で59%、2006~2010年 62%とした。南部では、軽工業とサービス産業が主体であり、ピークの平準化は容易でないと予想されるので、1999~2010年で60%と設定した。中部については孤立電源から系統電源へとシフトしていくことを考慮して1993年の51%から2010年 58%へと徐々に増加するものとした（付録参照）。その結果全国レベルの負荷率は1993年の59%から2010年の61%へと徐々に増加する。

### 5.3.2 モデルの構造

3種の電力需要予測モデル（全国、地域、省）は付録に示されている。本文では、上記3種のモデルの概念と構造を記述する。

#### (1) 全国モデル

モデルの成分は、各セクターの電力消費、GDP、電化率等との関係から成り立っている。セクターは、産業、農業、民生とその他部門に分類される。以下の関数がモデル構築のために仮定されている。

$$DI = f(GDP_i)$$

$$DA = f(GDP_a)$$

$$DO = f(GDP_o)$$

$$DR = f(\text{電気利用人口})、\text{電気利用人口} = \text{電化率} \times \text{人口}$$

$$\text{電化率} = f(GDP/capita)$$

$$DT = DI + DA + DO + DR$$

ここで、

$$DI = \text{産業用需要}$$

$$DA = \text{農業用需要}$$

$$DO = \text{その他需要}$$

$$DR = \text{民生用需要}$$

$$DT = \text{電力需要合計}$$

$$GDP = \text{国内総生産、添字 } i, a, o \text{ はそれぞれ産業、農業、その他を示す。}$$

モデル（連立方程式群）は、上記の関数を1976～1993年の時系列データを使って回帰分析して構築されている。

#### (2) 北部、中部及び南部地域モデル

地域別の電力需要は、セクター別に年次毎の弾性値を使用して計算される。当然、全国モデルで予測したセクター（農業、産業、民生、その他）別電力需要と地域需要との合計は一致しなければならない。

地域モデルの構造は、全国モデルの年次毎の弾性値とリンクしつつ、地域のシナリオに基づいて計算される仕組みになっている。セクター別需要とGDP等の関数は全国モデルと同様である。基本的な構造を産業セクターを例にとって示すと以下のとおりである。

<産業セクター>

$$DI(t)_N = f(E_i(t), GDP_i(t)_N, GDP_i(t-1)_N, DI(t-1)_N)$$

$$DI(t)_c = f(E_i(t), e_i(t), GDP_i(t)_c, GDP_i(t-1)_c, DI(t-1)_c)$$

$$DI(t)_s = f(E_i(t), GDP_i(t)_s, GDP_i(t-1)_s, DI(t-1)_s)$$

$$DI(t) = DI(t)_N + DI(t)_c + DI(t)_s$$

$$GDP_i(t) = GDP_i(t)_N + GDP_i(t)_c + GDP_i(t)_s$$

$$E_i(t) = ((DI(t) - DI(t-1)) / DI(t)) / ((GDP_i(t) - GDP_i(t-1)) / GDP_i(t))$$

ここで、添字 $N$ ,  $c$ ,  $s$  はそれぞれ北部、中部、南部を示す。

$DI(t)$ ,  $GDP_i(t)$  :  $t$ 年次の産業用需要と産業部門のGDP

$E_i(t)$ ,  $e_i(t)$  :  $t$ 年次の産業用需要弾性値と補正項

従って、計算方法は、先ず全国モデルによる各セクター毎の需要予測結果から、年次毎のセクター別弾性値を算出し、次に地域の経済シナリオ（GDP等の見通し）と、 $t-1$ 年次の需要に基づいて $t$ 年次の需要を計算するという方法である。地域のセクター別需要の合計値が地域需要となる。

また、地域別、セクター別の需要の合計と全国モデルで予測した値とを微調整するために、補正項を導入した。補正項の適用は、中部地域に対して行われた。尚、本レポートでは政策補正項を導入していないが、電力政策上の補正項の導入の可能性は残されている。

### (3) 省別モデル

省別電力需要は、前述した如く地域毎の総需要を地域内の省に割り振っている。但し、需要予測年は1995年、2000年、2005年、2010年の断面のみとした。省別需要はセクター別には考察していない。需要推定の方法は、各省の需要実績をベースに、対象期間の需要増分を変電設備容量（推定）の各省別シェアを勘案して割り当てるようになっている。

例えば、北部のP省の1995年の需要は、以下のようにして計算される。

$$D_p(1995) = D_p(1993) + \Delta DT_N \times \text{Share}$$

ここで、

$$D_p(1995) = \text{P省の需要}(1995)$$

$$D_p(1993) = \text{P省の1993年の需要実績}$$

$$\Delta DT_N = \text{北部の1993-1995期間の需要増}$$

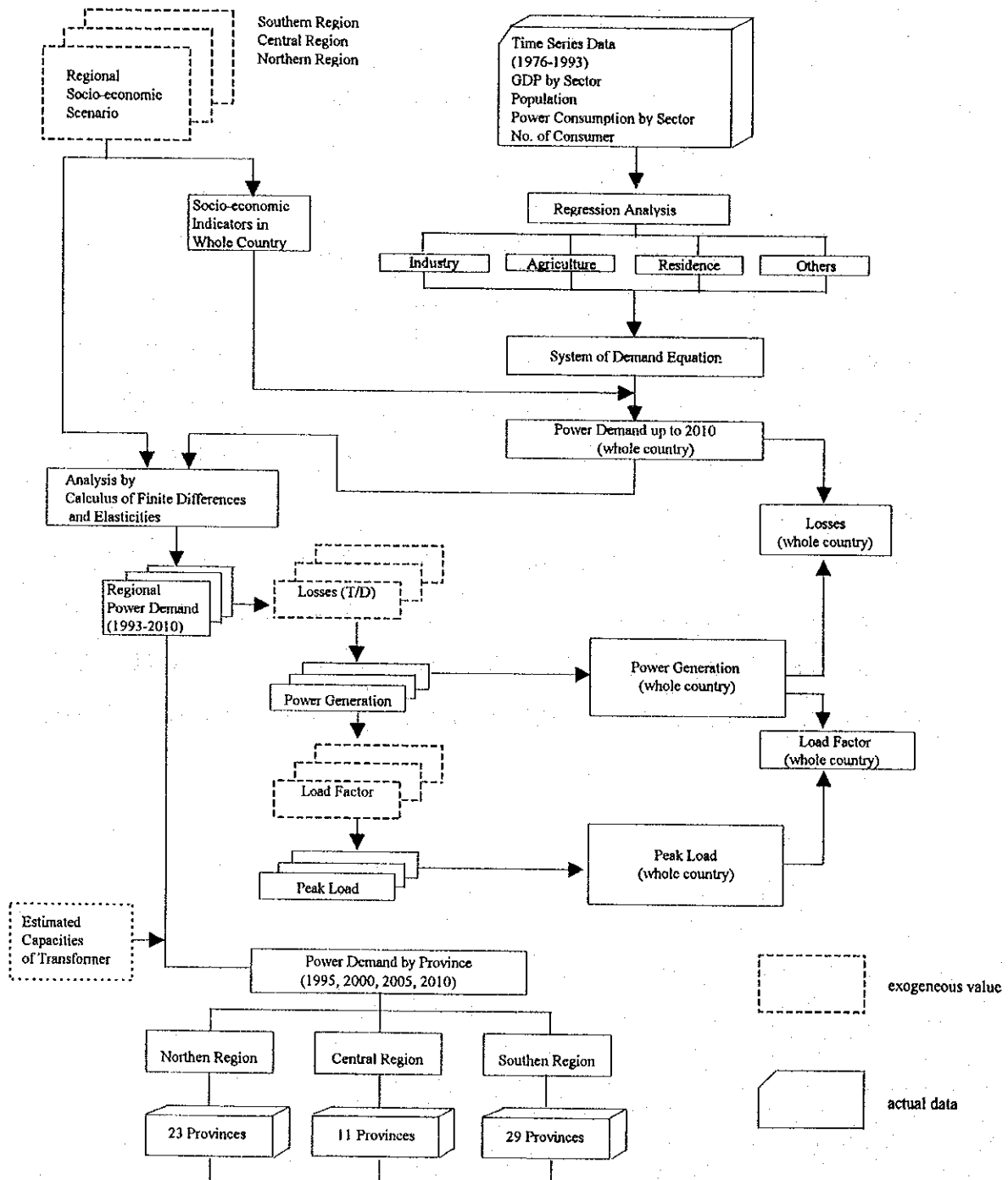
$$\text{Share} = \text{P省の北部地域に於ける変電設備容量に対するシェア}$$

以下、同様にして逐次計算される。

なお、今回のモデルでは説明変数が少ないので、将来のローリング・プランにおけるモデル構築の際には、より多くの説明変数を組み込んだ方がベターと考えられる。例えば、今回の需要想定モデルでは価格弾力性を考慮していない。これは過去の価格決定システムが市場経済のメカニズムと異なっていたことと、80年代以降の急速なインフレ（例えば86年は600～800%）のために統計的に信頼し得る価格弾力性を算出できなかったということによる。

今後は市場経済化と共に、電力価格の設定は電力需要にインパクトを与えると同時に、効率的な電力の使い方や、より効率の高い電気機器の普及に関して多大の影響を与えるものと推定される。従って電力価格政策への助言のためにも、今後は価格と所得と電力需要との関係について定期的に細かいレビューをする必要があると考えられる。

Figure 5.3-1 Flow Diagram for Power Demand Forecasting



## 5.4 電力需要予測

### 5.4.1 IEVによる需要予測

1994年10月以前においては、1992～2000年期間の電力需要予測（発電電力量ベース）は、以下のとおりであった。数字は、発電電力量ベースで、ロー・ケースとハイ・ケースを示し、単位はGWhである。

	全国	北部	中部	南部
1995	13,800-15,800	6,500- 7,000	1,000-1,600	6,300- 7,200
2000	20,000-27,200	9,400-12,000	1,700-3,000	8,900-11,800

その後1994年12月に入り、MOEは2010年までの電力需要見通し（発電電力量ベース）に関し、下記の数字を採用した（1994年12月15日）。単位は上記の数字と同様GWhである。

	全国	北部	中部	南部
2000 ロー・ケース	— (22,621)	— ( 8,985)	— ( 1,874)	— (11,762)
ベース・ケース	25,310 (24,412)	9,781 ( 9,740)	2,279 ( 2,009)	13,250 (12,662)
ハイ・ケース	27,465 (26,047)	10,695 (10,387)	2,442 ( 2,111)	14,328 (13,550)
2010 ロー・ケース	56,061	19,316	4,684	32,061
ベース・ケース	68,369	24,183	5,267	38,919
ハイ・ケース	75,203	27,003	6,021	42,179

上記の2000年と2010年の需要は異なる方法によって想定された（IEV）。即ち1つは積み上げ方式による想定で、他の1つはGDP弾性値を使って予測したものである。MOEは、2000年需要値については、前者の方法によって予測された値のベース・ケースとハイ・ケースのみを採用し、2010年需要値については後者によって予測された値を採用している。なお、2000年値の（ ）内の数字は採用されなかったが、弾性値を使って予測された数値である。

IEVによる電力需要予測方法について簡単に触れると、セクター分類はJICA調査団と同様に産業、農業、民生とその他部門に分類されている。3種（ロー・ベース、ハイ・ケース）の地域別（北部、中部、南部）経済シナリオと地域別、セクター別弾性

値が外生値として導入されている。産業用電力需要は産業部門のGDPと弾性値とから計算され、農業とその他部門の需要もそれぞれのGDPと弾性値とから計算されている。民生用需要は都市部の人口増加率とその弾性値とから求められている。

#### 5.4.2 JICA調査団による需要予測

全国レベルの電力予測結果は、付録のAnnex 1 に、北部、中部及び南部の需要予測結果は Annex 2、Annex 3、Annex 4 に示されている。省別需要予測は Annex 5 に示されている。

##### (1) 需要総量

需要予測の結果の概略をまとめて Table 5.4-1 (電力需要)、Table 5.4-2 (発電電力量) と Table 5.4-3 (最大負荷) に示す。Figure 5.4-1 は、2010年までのシナリオ (ロー・ケース、ベース・ケース、ハイ・ケース) 別の予測結果を図示している。Figure 5.4-2 は、地域別の電力需要予測結果 (ベース・ケース) を図示している。

##### (a) 全国

ベース・ケースに於けるヴィエトナム全体の電力総需要は、1993年の8,007GWhが、年平均伸び率12.8%で増加して2000年には18,631GWhとなる。これは、1993年の値の2.3倍である。2000年以降2010年では、年平均伸び率11.6%で増加して、2010年には55,948GWhに達する (1993年の値の約7倍)。

発電電力量 (ベース・ケース) で見た場合、1993年の実績値 10,729GWhが2000年に23,289GWh (年平均伸び率11.7%)、2010年に66,600GWh (年平均伸び率11.1%) に達すると見込まれる。これらの値は、1993年の値のそれぞれ2.2倍、6.2倍となる。

さらに、最大負荷 (ベース・ケース) をみてみると、1993年の2,083MWから2000年に4,526MW (年平均伸び率11.7%)、2010年に 12,550MW (年平均伸び率10.7%) に達すると見込まれる。これらの値は、1993年の値のそれぞれ2.2倍、6.0倍となる。

電力需要、発電電力量及び最大負荷のベース・ケースの値とロー・ケース並び



にハイ・ケースの値とを比較すると、ベース・ケースからの振れは、2000年で-9.3%（ロー・ケース）と+6.2%（ハイ・ケース）、2010年で-18.3%（ロー・ケース）、+16.4%（ハイ・ケース）であった。当然ながら、ベース・ケースの値からの振れは、年次の推移と共に拡大する。

#### (b) 地域別需要

地域別の電力需要を見てみると、最も需要の伸びが大きいのは南部である。ベース・ケースで1993年の3,491GWhが、2000年で9,211GWh（年平均伸び率14.9%）、2010年で27,454GWh（年平均伸び率 11.5%）に達するものと見込まれる。北部は1993年の3,879GWhから2000年に7,322GWh（年平均伸び率 9.5%）に、2010年に22,813GWh（年平均伸び率 12.0%）になると予想される。中部は1993年の638GWhから2000年に2,098GWh（年平均伸び率 18.5%）、2010年に5,682GWh（年平均伸び率 10.5%）になると予想される。伸び率から見て、中部の値が大きいのは、母数すなわち1993年の値が、他の地域と比べて1桁小さいことによる。

以上の結果、各地域の全国需要に占める割合は、北部では1993年の48.4%から39.3%（2000年）、40.8%（2010年）と減少する。他方、南部は43.6%（1993年）から49.4%（2000年）、49.1%（2010年）へ、中部は 8.3%（1993年）から11.3%（2000年）、10.2%（2010年）へとそのシェアを拡大する。

上述した電力需要のベース・ケースの値とロー・ケース並びにハイ・ケースの値とを比較すると、ベース・ケースからの振れは、2000年で北部-5.2%～+5.4%、中部は、-16.3%～+8.6%そして南部は-10.9%～+6.2%である。2010年では、北部は-13.3%～+14.9%、中部は-27.6%～+19.5%、南部は-20.5%～+17.0%である。以上のことだけからみると、南部及び中部の振れ巾、特に中部の振れ巾が大きい。しかも、中部、南部では、下方（ロー・ケース側）への振れ巾が大きいという結果になっている。以上の傾向は、発電電力量及び最大負荷についても同様である。

#### (2) 需要部門別内訳

セクター別需要予測の結果をまとめて、Table 5.4-4 と Table 5.4-5 に示す。

(a) 全国

ヴェトナム全体のセクター別需要を見てみると、最大の伸びが見込まれるのは産業セクターで、次いで民生セクターとなっている。ベース・ケースにおける産業セクターの需要は、1993年の3,645GWhから2000年に9,795GWh（年平均伸び率15.2%）、2010年に34,572GWh（年平均伸び率13.4%）に達すると想定される。これは、1993年実績の2.7倍（2000年）、9.5倍（2010年）になる。この結果、需要合計に占める産業部門のシェアは、1993年の45.5%から2000年には52.6%、2010年には61.8%に拡大する。

民生用電力需要は、ベース・ケースで1993年の3,236GWhから2000年に6,689GWh（年平均伸び率10.9%）、2010年に18,200GWh（年平均伸び率10.5%）になると見込まれる。これは、1993年実績値の2.1倍（2000年）、5.6倍（2010年）である。需要合計に占める民生用需要のシェアは1993年の40.4%から2000年 35.9%、2010年 32.5%と減少する。農業用需要と交通その他需要もそれぞれ堅調な伸びが見込まれる（Table 5.4-4 参照）。

ベース・ケースの値とロー・ケース並びにハイ・ケースの値とを比較してみると、ベース・ケースからの振れは産業セクターで特に大きい。2000年で-11.2%～+7.7%、2010年で-21.1%～+20.6%であり、2010年時点では経済シナリオの進歩状況によってはベース・ケースから2割の増減があり得ることを示している。他方、農業用需要やその他部門の需要のベース・ケースからの振れ巾は、極めて小さい。

(b) 地域別需要内訳

地域別（北部、中部、南部）の電力需要の内訳（ベース・ケース）を見てみると、産業部門では2000年まで南部の伸び率が顕著で、2000年以降北部の伸び率が南部のそれより大きくなる。中部は2000年までの伸び率が高いが、これは1993年の値が極めて小さいためである（Table 5.4-5 参照）。

この結果、北部の産業用需要は1,680GWh (1993年) から、3,447GWh (2000年)、13,155GWhへと拡大し、南部のそれは1,740GWh (1993年) から、5,327GWh (2000年)、18,128GWh (2010年) へと拡大する。

他方、民生用電力需要は、北部では1,713GWh (1993年) から、3,069GWh (2000年)、8,452GWh (2010年) へ、南部では1,263GWh (1993年) から、2,869GWh (2000年)、7,859GWh (2010年) へと拡大する。農業用需要と交通その他セクターの需要もそれぞれ Table 5.4-5 に示されているように伸びる。南北の需要構成の差異を見てみると、産業とその他部門の需要は、南部が終始北部より大きく、民生と農業部門の需要は北部が南部より大きくなっている。即ち、南部では産業及びその他部門の需要の地域需要に占めるシェアが、北部のそれに比して大きく、北部では民生及び農業部門の地域需要の占めるシェアが相対的に南部のそれに比して大きいと言える (Table 5.4-5 参照)。

### (3) 省別電力需要

ヴェトナム全省53省のうち、電力需要の大きな省の数は限られている。例えば、2010年時点の需要予測結果 (ベース・ケース) を見てみると、1,000GWhを越える省は北部で7省 (Hanoi, Hai Phong, Hai Hung, Thanh Hoa, Nam Ha, Bac Thai, Quang Ninh)、中部で1省 (Da Nang)、南部で4省 (Ho Chi Minh, Dong Nai, Ba Ria-Vung Tau, Can Tho) となっている。4,000GWhを越える省は、北部のHanoi (5,808GWh) とHai Phong (4,262GWh)、南部のHo Chi Minh (12,174GWh) と、Dong Nai (4,322GWh) の4省のみである。要するに、地域格差は2010年時点では解消されないと言える (Figure 5.4-3 参照)。

Ho Chi Minhは1993年時点で南部需要の57%を占めている。これが、ベース・ケースで2000年で50%、2010年で44%とそのシェアを減少する。しかし、需要は1,989GWh (1993年) から2000年に4,578GWh (2.3倍)、2010年に12,174GWh (6.1倍) に拡大する。他方、Hanoiは北部需要の26%前後で推移する。需要は、1,044GWh (1993年) から2000年に1,922GWh (1.8倍)、2010年に5,808GWh (5.6倍) になると見込まれる。

**Table 5.4-1 Summary of Forecasted Power Demand**

(Unit:GWh)

Year		Whole Country	AGR (%)	Northern Region	AGR (%)	Central Region	AGR (%)	Southern Region	AGR (%)
1993		8,006.8		3,878.7		637.6		3,490.5	
2000	Low case	16,902.5	11.26	6,938.8	8.66	1,755.4	15.57	8,208.4	12.99
	Base case	18,630.8	12.82	7,322.2	9.50	2,097.7	18.55	9,210.9	14.87
	High case	19,777.9	13.79	7,715.6	10.32	2,278.0	19.95	9,784.4	15.86
2010	Low case	45,726.0	10.46	19,776.0	11.04	4,115.8	8.89	21,834.3	10.28
	Base case	55,948.3	11.62	22,812.6	12.03	5,681.5	10.48	27,454.2	11.54
	High case	65,130.1	12.66	26,208.6	13.01	6,788.2	11.54	32,133.4	12.63

Note: AGR=Annual Growth Rate (%)

**Table 5.4-2 Summary of Forecasted Power Generation**

(Unit:GWh)

Year		Whole Country	AGR (%)	Northern Region	AGR (%)	Central Region	AGR (%)	Southern Region	AGR (%)
1993		10,728.9		5,374.0		848.1		4,506.8	
2000	Low case	21,128.5	10.17	8,673.4	7.08	2,194.2	14.54	10,260.5	12.47
	Base case	23,288.5	11.71	9,152.7	7.90	2,622.1	17.50	11,513.6	14.34
	High case	24,722.4	12.67	9,644.4	8.71	2,847.4	18.89	12,230.5	15.33
2010	Low case	54,414.3	9.92	23,265.8	10.37	4,842.1	8.24	26,306.4	9.87
	Base case	66,599.8	11.08	26,838.4	11.36	6,684.1	9.81	33,077.3	11.13
	High case	77,534.6	12.11	30,833.6	12.32	7,986.1	10.86	38,714.9	12.21

Note: AGR=Annual Growth Rate (%)

**Table 5.4-3 Summary of Forecasted Peak Load**

(Unit:MW)

Year		Whole Country	AGR (%)	Northern Region	AGR (%)	Central Region	AGR (%)	Southern Region	AGR (%)
1993		2,082.7		1,076.3		189.8		816.6	
2000	Low case	4,102.9	10.17	1,678.2	6.55	472.6	13.92	1,952.1	13.26
	Base case	4,526.2	11.73	1,770.9	7.37	564.8	16.86	2,190.6	15.14
	High case	4,806.3	12.69	1,866.0	8.18	613.3	18.24	2,327.0	16.14
2010	Low case	10,241.8	9.58	4,283.7	9.82	953.0	7.27	5,005.0	9.87
	Base case	12,550.3	10.74	4,941.5	10.81	1,315.6	8.82	6,293.3	11.13
	High case	14,614.8	11.76	5,677.1	11.77	1,571.8	9.87	7,365.8	12.21

Note: AGR=Annual Growth Rate (%)

**Table 5.4-4 Summary of Power Demand by Sector (Whole Country)**

(Unit: GWh)

		Industry	Agriculture		Others	Residential		Total		
		AGR(%)	AGR(%)	AGR(%)	AGR(%)	AGR(%)				
1993	Actual	3,644.7		429.5		696.2		3,236.4	8,006.8	
	(Share %)	45.5		5.4		8.7		40.4	100.0	
2000	Low case	8,698.0	13.23	724.1	7.75	1,307.1	9.42	6,172.9	9.66	16,902.1
	(Share %)	51.5		4.3		7.7		36.5		100.0
	Base case	9,795.3	15.17	743.8	8.16	1,403.1	10.53	6,688.5	10.93	18,630.7
	(Share %)	52.6		4.0		7.5		35.9		100.0
2010	High case	10,557.6	16.41	743.8	8.16	1,461.9	11.18	7,014.6	11.68	19,777.9
	(Share %)	53.4		3.8		7.4		35.5		100.0
	Low case	27,275.6	12.11	1,057.7	3.86	1,834.3	3.45	15,558.5	9.69	45,726.1
	(Share %)	59.6		2.3		4.0		34.0		100.0
2010	Base case	34,572.3	13.44	1,175.6	4.68	2,000.7	3.61	18,199.6	10.53	55,948.2
	(Share %)	61.8		2.1		3.6		32.5		100.0
	High case	41,687.1	14.72	1,175.6	4.68	2,129.9	3.84	20,137.6	11.12	65,130.2
	(Share %)	64.0		1.8		3.3		30.9		100.0

Note: AGR= Annual Growth Rate (%)

**Table 5.4-5 Summary of Power Demand by Region (Base Case)**

(Unit: GWh)

		Industry	Agriculture		Others	Residential		Total		
		AGR(%)	AGR(%)	AGR(%)	AGR(%)					
1993	Northern R.	1,680.0		259.7	226.5		1,712.5	3,878.7		
	(Share %)	43.3		6.7	5.8		44.2	100.0		
	Central R.	224.8		74.2	78.1		260.5	637.6		
	(Share %)	35.3		11.6	12.2		40.9	100.0		
	Southern R.	1,739.9		95.6	391.6		1,263.4	3,490.5		
	(Share %)	49.8		2.7	11.2		36.2	100.0		
	Country	3,644.7		429.5	696.2		3,236.4	8,006.8		
	(Share %)	45.5		5.4	8.7		40.4	100.0		
2000	Northern R.	3,446.5	10.8	381.1	5.6	425.7	9.4	3,068.8	8.7	7,322.1
	(Share %)	47.1		5.2		5.8		41.9		100.0
	Central R.	1,022.1	24.2	176.3	13.2	148.4	9.6	750.9	16.3	2,097.7
	(Share %)	48.7		8.4		7.1		35.8		100.0
	Southern R.	5,326.7	17.3	186.4	10.0	828.9	11.3	2,868.9	12.4	9,210.9
	(Share %)	57.8		2.0		9.0		31.1		100.0
	Country	9,795.3	15.2	743.8	8.2	1,403.0	10.5	6,688.6	10.9	18,630.7
	(Share %)	52.6		4.0		7.5		35.9		100.0
2010	Northern R.	13,154.5	14.3	571.1	4.1	635.0	4.1	8,452.0	10.7	22,812.6
	(Share %)	57.7		2.5		2.8		37.0		100.0
	Central R.	3,289.9	12.4	296.4	5.3	206.4	3.4	1,888.8	9.7	5,681.5
	(Share %)	57.9		5.2		3.6		33.2		100.0
	Southern R.	18,127.9	13.0	308.2	5.2	1,159.2	3.4	7,858.9	10.6	27,454.2
	(Share %)	66.0		1.1		4.2		28.6		100.0
	Country	34,572.3	13.4	1,175.7	4.7	2,000.6	3.6	18,199.7	10.5	55,948.3
	(Share %)	61.8		2.1		3.6		32.5		100.0

Note: AGR= Annual Growth Rate (%)

Figure 5.4-1 Power Demand up to 2010 (Whole Country)

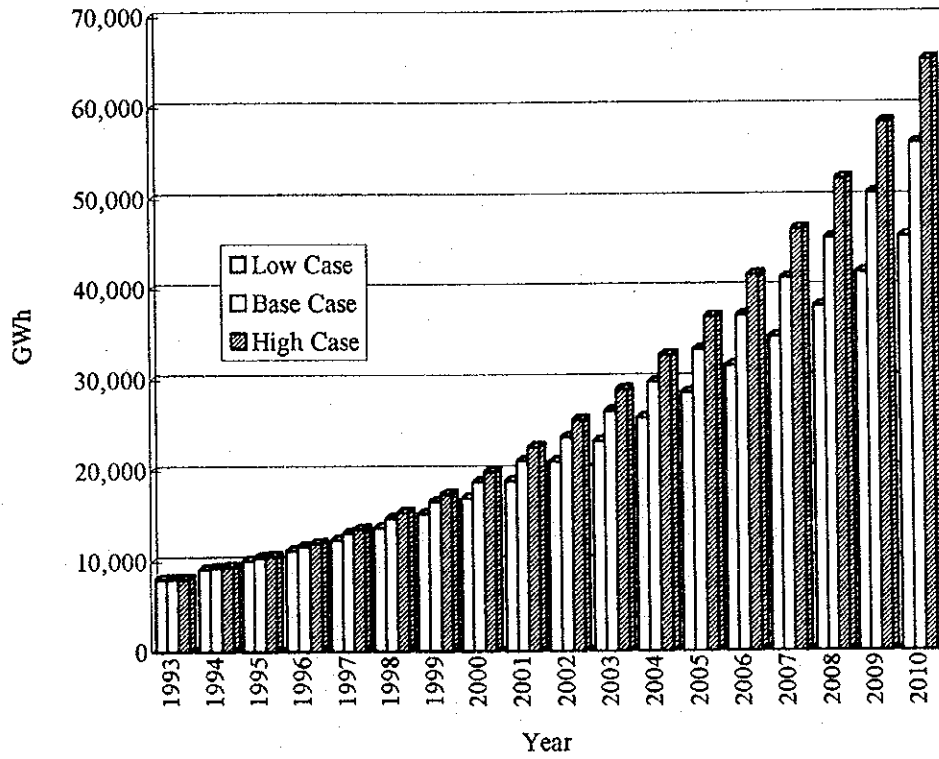
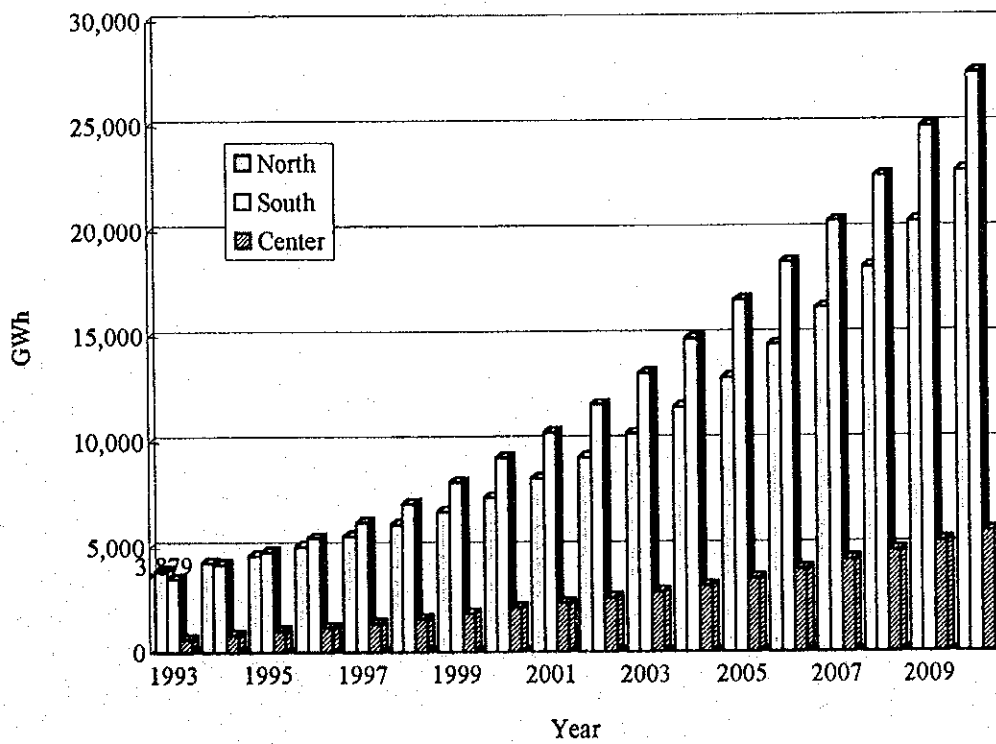


Figure 5.4-2 Power Demand by Region (Base Case)







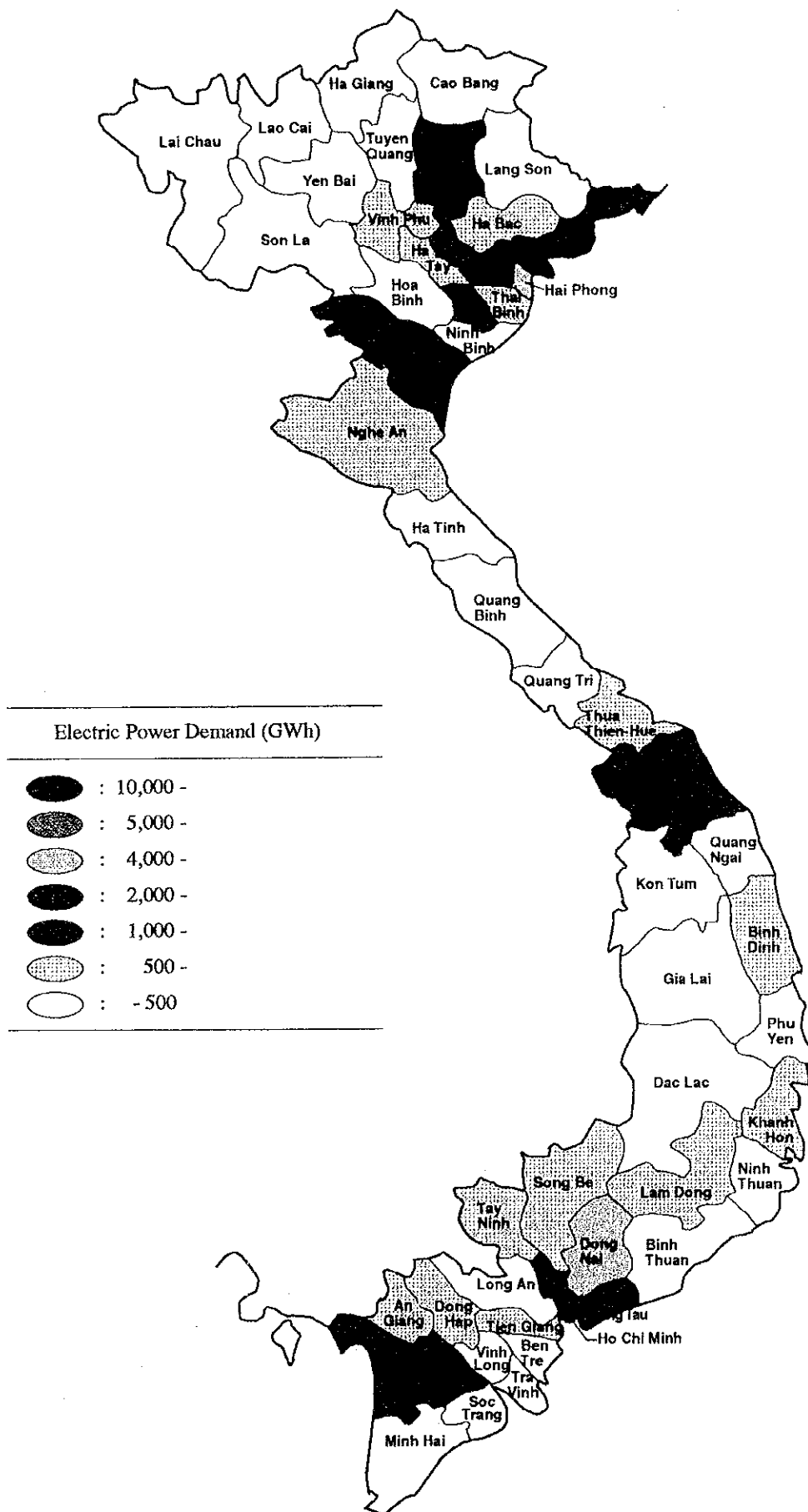


Figure 5.4-3 Prefecture Electric Power Demand Forecast as 2010 (Base Case)

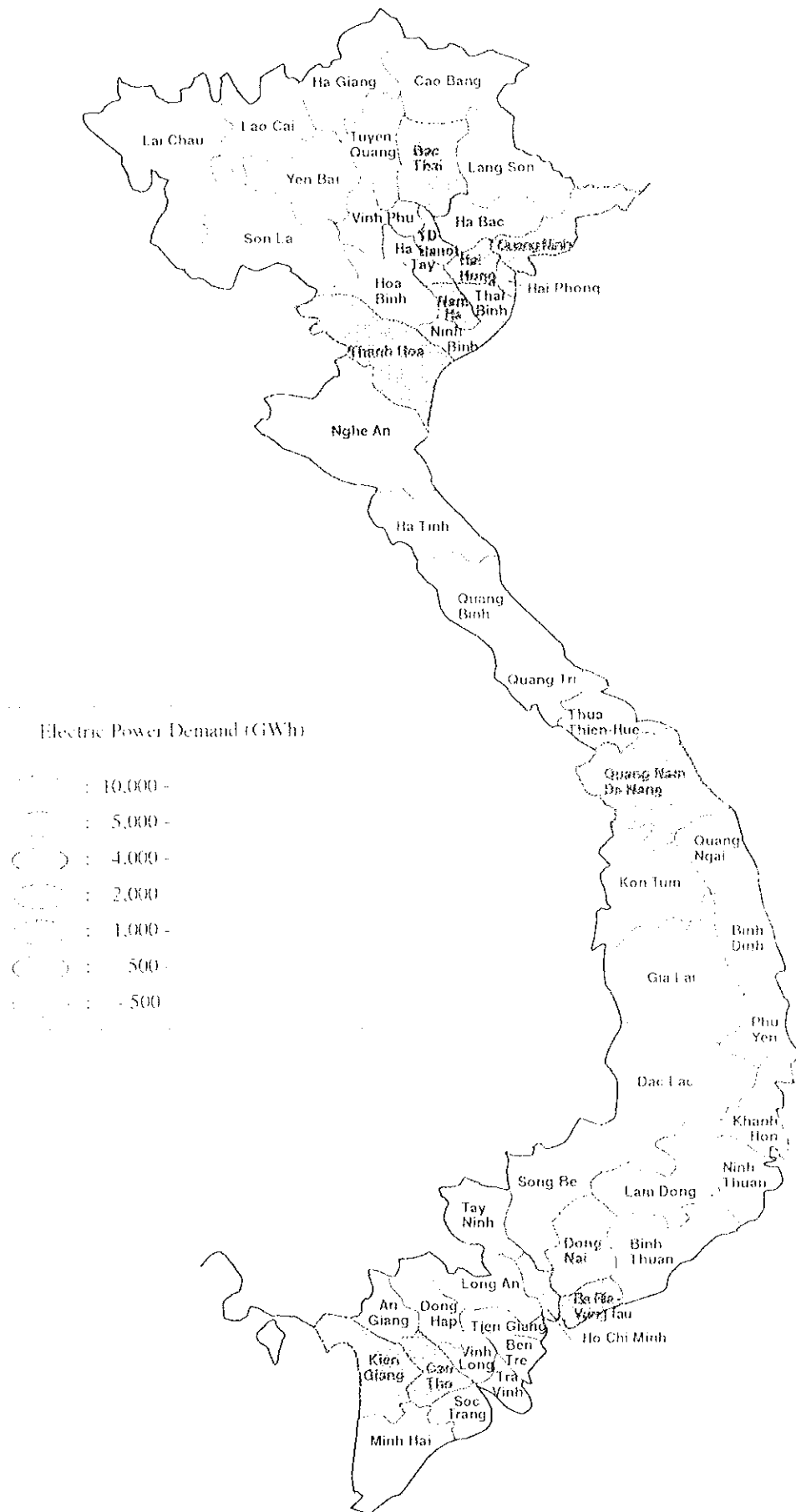


Figure 5.4-3 Prefecture Electric Power Demand Forecast as 2010 (Base Case)



## 5.5 アジア諸国との比較

### 5.5.1 経済レベルと電力消費量

#### (1) 電力消費量とGDP

幾つかのアジア諸国における過去の電力消費量とGDPとの関係を Figure 5.5-1 に示す。同図中には、ヴィエトナムの需要予測結果（ベース・ケース）から2000年、2005年と2010年時点を黒丸で示してある。ヴィエトナムの電力消費量とGDPとの関係は、台湾、マレーシア、タイのラインに近づく。この結果は合理的と思われる。

同じく電力消費量（GWh）とGDP（1987年米ドル固定価格）との関係を回帰分析した結果は Table 5.5-1 に示されている。

回帰式は  $\ln(D) = a + b\ln(\text{GDP})$  である。Dは最終電力需要を採用した。

b 値は対GDP長期弾性値を意味し、ヴィエトナムの値 1.44はマレーシアやタイと類似している。一般的に言えば、対GDP電力弾性値はマクロな観点から電力消費と経済活動との関係を表現しており、経済の発展や経済・電力需要構造の高度化と共に減少する傾向を有する。

#### (2) 1人当りの電力消費量とGDP/人

電力消費量/人とGDP/人との関係（過去のトレンド）を Figure 5.5-2 に示す。同図から分かるように、両者の関係（kWh/人と米ドル/人）は3つのグループに分類できる。すなわちバングラディッシューヴィエトナムーパキスタンのライン、インドネシアータイのラインそして韓国ーマレーシアー台湾のラインである。

バングラディッシューヴィエトナムーパキスタンのラインは最左端側にあり、その右にインドネシアとタイのラインが見出される。今回の需要想定の結果（ベース・ケース、図中に黒丸で2000年、2005年、2010年時点をプロットしてある）に従えば、ヴィエトナムはバングラディッシューパキスタンのラインから離れ、インドネシアータイのラインに近づく。

同様のデータを使って回帰分析した結果を Table 5.5-2 に示す。

回帰式は  $\ln(\text{GWh}/\text{人}) = a + b\ln(\text{GDP}/\text{人})$  である。b 値は前項と同様に長期弾性値を意味している。ヴィエトナムのb 値はここでもタイやマレーシアの値に類似している。

なお、ヴィエトナムにおける1993年の一人当たりの電力消費量は、以下の表に示

してあるように全国平均値 112.2kWh、発電電力量ベースでは一人あたり 150.3kWh であった。

	人口 (百万人)	電力消費量 (kWh)	発電電力量 (kWh)
北部	33.45	116.0	160.7
中部	10.96	58.2	77.4
南部	26.98	129.4	167.0
全国	71.39	112.2	150.3

この数字は台湾の50年代、韓国の60年代後半、タイの70年代前半、インドネシアの80年代前半期に位置する。

アジアの幾つかの国の電力需要の成長率を Table 5.5-3に示す。ヴェトナムと比較するために比較期間は、一人当たりの消費量 100kWh前後の時期を選んでいる（詳細は付録参照）。

今回の需要想定の結果によれば、シナリオ別の一人当たりの電力消費量は2000年で206kWh、227kWh、241kWhで、2010年で484kWh、592kWh、689kWhとなる。発電電力量ベースでは2000年257kWh、290kWh、301kWhであり、2010年で574kWh、705kWh、821kWhとなる。ベース・ケースにおける2010年値 592kWh/人は1992年時点のタイ（992kWh/人）やマレーシア（1,608kWh/人）のレベルに到達していない（付録参照）。

地域的にみても、南部のシナリオ別一人当たりの電力消費量は2010年で604kWh、759kWh、888kWhとなる（発電電力量ベースでは727kWh、914kWh、1,070kWh）。2010年時点での北部のシナリオ別一人当たりの電力消費量は464kWh、535kWh、614kWh（発電電力量ベースでは545kWh、629kWh、723kWh）で、中部では263kWh、363kWh、433kWh（発電電力量ベースで309kWh、423kWh、510kWh）にとどまる。

## 5.5.2 電力消費増加要因とGDP電力原単位

### (1) 要因分析による結果

第3章で記述した如く、ヴィエトナムの電力需要は1980年以降9%を越える年平均伸び率で成長してきた。この増加要因をマクロな観点で分析するとともに、アジアの幾つかの国と比較してヴィエトナムの特徴を概観する。

分析のための主要な要因は、GDP電力原単位、経済成長と人口増加要因で、基本方程式は以下のとおりである。

$$dE = \frac{dI}{I} \cdot E + \frac{dG}{G} \cdot E + \frac{dP}{P} \cdot E$$

ここで、 $E$  = 電力消費量

$I$  =  $E/GDP$  (電力原単位要因)

$G$  =  $GDP / 人$  (経済成長要因)

$P$  = 人口 (人口増加要因)

$dE$  = 電力消費量増分

$$\frac{dI}{I} \cdot E = \text{電力原単位要因による電力消費増減分}$$

$$\frac{dG}{G} \cdot E = \text{経済成長要因による電力消費増加分}$$

$$\frac{dP}{P} \cdot E = \text{人口増加による電力消費増加分}$$

尚、人口増加要因は、電気利用者数と電化率との要因に分割することも可能であるが、他国との比較上、並びにデータの利用可能性から勘案して、今回は人口要因として一括りにした。

上記の要因のうち、エネルギー効率の観点から見て、最も重要な要因は電力原単位である。電力原単位要因による電力消費の増分が下がるか或いはマイナス側にシフトすることが、電力の最終消費の効率が上がり、省エネルギーが進んでいることを示す。逆に、電力原単位要因が上昇することは、消費構造がエネルギー多消費型へシフトしているか或いはエネルギー浪費型の経済活動になっていることを示す。

(a) ヴィエトナム

Figure 5.5-3 は、過去10年間の電力消費の要因変化（積算寄与率）を示す。同図に示されているように、電力原単位要因  $(dI/I) \times E$  は、1985～1991年間に於ける電力消費増加に対する第一の「貢献者」となっている。1992年以降は、経済成長要因  $(dG/G) \times E$  が主要因となった。電力原単位要因は、1992年、1993年と低下（すなわち改善）したが、1994年に再び上昇している。1985～1994年間に於ける各要因の寄与率（シェア）は、電力原単位要因が31.7%、経済成長要因が44.4%、人口要因が23%である。

ドイ・モイ政策が打ち出された86年を境に、その前後の期間に於ける各要因の寄与率をまとめて Table 5.5-4 に示す。

同表によると、1986～1990年期間において電力原単位要因による電力消費の割合が突出して大きいことが分かる。この期間に、電力多消費産業への産業構造の大転換が行われたとは考えられないので、中央計画経済から市場経済への移行に伴って、電力の浪費が一時的に増加したと推察される。1990年以降、より正確には1992年以降は経済活動の活発化に伴って電力消費が増えたと考えられる。即ち、経済成長要因が電力消費の主たる寄与者となった。

次に、今回の需要予測のベース・ケースを要因分析にかけると、Table 5.5-5 に示したとおりである。電力原単位要因のシェアは、過去の30%から徐々に減少し、約25%と予想され、他方経済成長要因は50%から60%を占めるシナリオとなっている。

(b) アジア諸国との比較

まず最初に、アセアン諸国の代表例として、タイとマレーシアの例を見てみる（付録参照、両国の1973年以降の各要因の積算寄与率を図示してある）。経済成長要因は、タイでは1978年以来、マレーシアでは1976年以来、第一の電力増加の寄与者であった。

電力原単位要因は、両国とも1987～1989年の期間で減少したが、その後再度上昇している。両国の期間別の電力消費増加と各要因の寄与率をまとめて Table 5.5-6 に示す。

Table 5.5-4 と Table 5.5-6 によると、電力原単位要因は長期（タイ、マ

レーシア 1973～1992年、ヴィエトナム 1980～1994年) で約30%前後を占めている。ヴィエトナムの人口当たりの電力消費量 (112kWh/人) のレベルはタイの1970年前後であり、今後タイに追従する傾向が続くと考えられる。

他方、日本、韓国、台湾の例を見てみると、1973年と1979年の2回の石油危機を契機に様相は全く異なっている。期間毎の電力消費増加と各要因の寄与率を Table 5.5-7 に示す。図は付録参照。

同表に示されているように、3国とも第1次オイル・ショックのあった1973年以降、省エネルギーの努力によって電力原単位要因はそのシェアを急激に低下させた。特に、日本は1973年以降、台湾は1979年以降、韓国は1980年以降、電力原単位要因は電力消費の増加に寄与せず、経済成長と共に伸びる電力需要を軽減する役割を果たした。

## (2) 対GDP電力原単位

前項では、GDP電力原単位要因が最終電力消費に対して、どの位のシェアを占めているかについて見てきた。日本、韓国、台湾についてはオイルショックを契機に、電力原単位要因の寄与率が急激に減少したことは前述した通りである。本項では、GDP電力原単位 (Wh/GDP) そのものをみてる。

### (a) ヴィエトナム

ヴィエトナムのGDP電力原単位 (Wh/米ドル 1989年固定価格) は、過去において以下のように上昇してきた。( ) 内の数字は年平均伸び率を示す。

年	1980	1986	1990	1994
電力原単位	346	386 (18%)	463 (4.7%)	502 (2.0%)

今回の需要予測結果 (ベース・ケース) によると、電力原単位の将来見通しは以下のとおりとなる。



年	2000	2005	2010
電力原単位	589 (2.7%)	687 (3.1%)	787 (2.8%)

即ち、ヴィエトナムに於ける電力原単位は、将来においても上昇し続けるというシナリオになっている。

#### (b) アジア諸国との比較

幾つかのアジア諸国に於けるGDP電力原単位の過去の推移を述べると以下のとおりである。なお、米ドルは1987年固定価格。

タイに於ける電力原単位は、1973年の320Wh/米ドルから1980年に427Wh/米ドル、1992年に649Wh/米ドルに上昇した。マレーシアでは、1973年の311Wh/米ドルから401Wh/米ドル（1980）、552Wh/米ドル（1992）へと上昇している。

他方、台湾では1952年の189Wh/米ドルから307Wh/米ドル（1960）、466Wh/米ドル（1970）、612Wh/米ドル（1980）まで上昇し、その後徐々に低下し、1992年に599Wh/米ドルとなった。韓国は、1962年の96Wh/米ドルから243Wh/米ドル（1970）、499Wh/米ドル（1980）と上昇し、その後ほぼ横並びで推移して90年代に入り再び上昇し、1992年に641Wh/米ドルとなった。日本は1946年の156Wh/米ドルから169Wh/米ドル（1955）、224Wh/米ドル（1965）、277Wh/米ドル（1973）と上昇し、その後減少傾向に転じ、1986年に247Wh/米ドルを記録した。最近は、若干上昇傾向にある。

以上のトレンドを経済水準（GDP /人）との関連でプロットしたのが Figure 5.5-4 である。同図には上述した国の実績に加えて、インドネシア、パキスタン、バングラディッシュの実績をも図示してある。同図において、左側にバングラディッシューヴィエトナムーパキスタンのラインがあり、その右横にインドネシアータイのラインがあると見ることが出来る。

ヴィエトナムの今後については、経済成長と共に右側へシフトして行くものと考えられるが、そのシフトの程度は電力需要構造や産業構造の変化に大きく依存する。今回の需要予測に於けるベース・ケースの結果については、同図中の矢印で示されている。即ち、バングラディッシューヴィエトナムーパキスタンのライン

から離脱して、インドネシア・タイラインに近づくという想定となっている。このことは前項の要因分析の結果、ヴェトナムの電力消費の増加の要因の第一が経済成長要因と近年なったこと、要因の寄与率の傾向が、タイ、マレーシアに近似しているということからも実現の可能性を有していると考えられる。

**Table 5.5-1 Results by Regression Analyses (GWh - GDP)**

Country	Period	Coefficient		R-Squared
		a	b	R <sup>2</sup>
Viet Nam	1980-94	4.94	1.44	0.989
Indonesia	1973-92	1.67	1.98	0.978
Malaysia	1973-92	2.89	1.44	0.996
Thailand	1973-92	2.06	1.48	0.998
Pakistan	1973-92	4.78	1.55	0.996
Bangladesh	1973-92	1.77	2.27	0.977
South Korea	1962-72	1.06	2.27	0.996
	1973-92	2.21	1.37	0.992
Taiwan	1952-72	2.01	1.57	0.992
	1973-92	6.11	1.06	0.995
Japan	1946-65	1.58	1.22	0.996
	1965-73	1.16	1.29	0.993
	1973-93	6.21	0.92	0.975

Note: GDP values used are US\$ at 1987 constant price  
excluding Viet Nam (US\$, 1989 constant price).

**Table 5.5-2 Results by Regression Analysis (GWh/capita - GDP/capita)**

Country	Period	Coefficient		R-Squared
		a	b	R <sup>2</sup>
Viet Nam	1980-94	-4.42	1.68	0.975
Indonesia	1973-92	-9.95	2.47	0.965
Malaysia	1973-92	-6.23	1.72	0.989
Thailand	1973-92	-5.25	1.67	0.993
Pakistan	1973-92	-6.51	2.09	0.988
Bangladesh	1973-92	-15.27	3.67	0.947
South Korea	1962-72	-13.55	2.76	0.991
	1973-92	-4.10	1.44	0.989
Taiwan	1952-72	-7.33	1.88	0.977
	1973-92	-1.14	1.07	0.992
Japan	1946-65	-3.85	1.26	0.995
	1965-73	-4.48	1.33	0.989
	1973-93	1.71	0.69	0.917

Note: GDP values used are US\$ at 1987 constant price  
excluding Viet Nam (US\$, 1989 constant price).

**Table 5.5-3 Per Capita Electric Power Consumption in given Period**

	Period	Consumption		Generation		GDP/Capita
		(kWh/capita)	AGR (%)	(kWh/capita)	AGR (%)	AGR (%)
Indonesia	1982-89	99-216	11.8	108-234	11.7	4.1
Thailand	1973-83	166-351	7.8	178-379	7.9	4.0
Pakistan	1973-90	115-320	6.2	145-391	6.0	2.8
South Korea	1966-75	104-502	19.1	134-562	17.3	6.8
Taiwan	1952-62	132-353	10.3	175-408	8.8	3.8
Viet Nam	1993-20	112-227	10.6	150-290	9.9	6.6
(Base Case)	2000-10	227-592	10.0	290-705	9.3	6.9

Note: AGR = Annual Growth Rate (%)

**Table 5.5-4 Increase of Power Consumption and Share of each Factor (Viet Nam)**

Period	1980-1986	1986-1990	1990-1994	1980-1994
Increase in per dio (GWh)	1,199	2,041	3,011	6,528
Share of each factor (%)				
Electricity intensity	23.4	43.7	23.4	30.1
Economic growth	50.8	29.4	53.2	44.4
Population increase	23.4	23.8	21.7	23.1
Residual term	2.4	3.1	1.7	2.4

**Table 5.5-5 Forecast of Share of each Factor (Viet Nam)**

Period	1993-2000	2000-2005	2005-2010
Increase in per dio (GWh)	10,624	14,510	22,808
Share of each factor (%)			
Electricity intensity	28.0	25.3	24.6
Economic growth	52.7	60.0	59.8
Population increase	15.7	11.6	12.8
Residual term	3.6	3.1	2.8

**Table 5.5-6 Increase of Power Consumption and Share of each Factor (ASEAN)**

Period	1973-1979	1979-1986	1986-1992	1973-1992
<b>Thailand</b>				
Increase in period (GWh)	6,418	10,144	28,600	45,162
Share of each factor (%)				
Electricity intensity	36.6	37.6	29.0	32.0
Economic growth	38.8	36.8	56.4	49.5
Population increase	20.9	23.0	11.0	15.1
Residual term	3.7	2.6	3.6	3.4
<b>Malaysia</b>				
Increase in period (GWh)	4,121	5,588	13,089	22,798
Share of each factor (%)				
Electricity intensity	34.3	37.4	25.9	30.3
Economic growth	43.1	25.7	50.4	43.0
Population increase	19.6	35.5	20.2	23.8
Residual term	3.0	1.4	3.5	2.9

**Table 5.5-7 Increase of Power Consumption and Share of each Factor**

Period	1946-1955	1955-1965	1965-1973	1973-1979	1979-1986	1986-1993
<b>Japan</b>						
Increase in period (GWh)	32,339	115,677	252,947	107,302	72,738	202,887
Share of each factor (%)						
Electricity intensity	8.5	20.8	25.2	0.5	-83.5	18.4
Economic growth	74.4	68.2	60.5	72.5	150.6	72.0
Population increase	16.1	8.3	11.6	26.2	34.8	8.7
Residual term	1.0	2.7	2.7	0.8	-1.9	0.9
<b>Taiwan</b>						
	1952-1960	1960-1965	1965-1973	1973-1979	1979-1986	1986-1990
Increase in period (GWh)	2,060	2,536	13,242	18,131	22,348	34,168
Share of each factor (%)						
Electricity intensity	46.2	19.9	27.1	23.4	-4.2	30.0
Economic growth	24.9	51.3	54.7	57.8	81.8	82.0
Population increase	24.9	25.4	14.1	16.0	21.5	14.2
Residual term	4.0	3.4	4.1	2.8	0.9	0.8
<b>S. Korea</b>						
	1962-1965	1965-1973	1973-1979	1979-1986	1986-1990	
Increase in period (GWh)		994	11,234	19,398	28,110	62,712
Share of each factor (%)						
Electricity intensity		54.1	54.1	35.0	16.5	30.2
Economic growth		27.1	31.2	50.4	68.9	58.9
Population increase		14.0	8.6	10.3	13.6	8.0
Residual term		4.8	6.1	4.2	1.0	2.9

Figure 5.5-1 The Relationship between Power Consumption and GDP

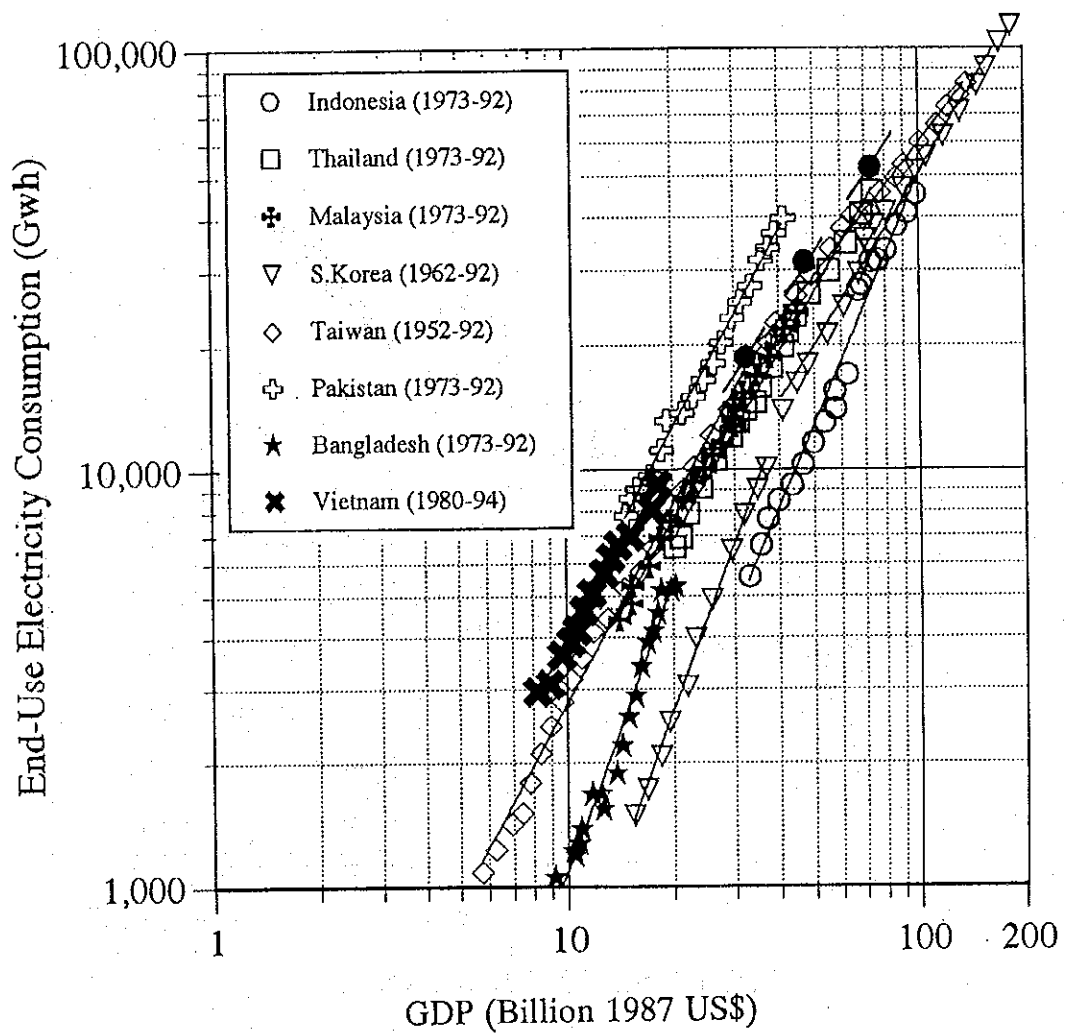


Figure 5.5-2 The Relationship between per capita Consumption and Economic Level

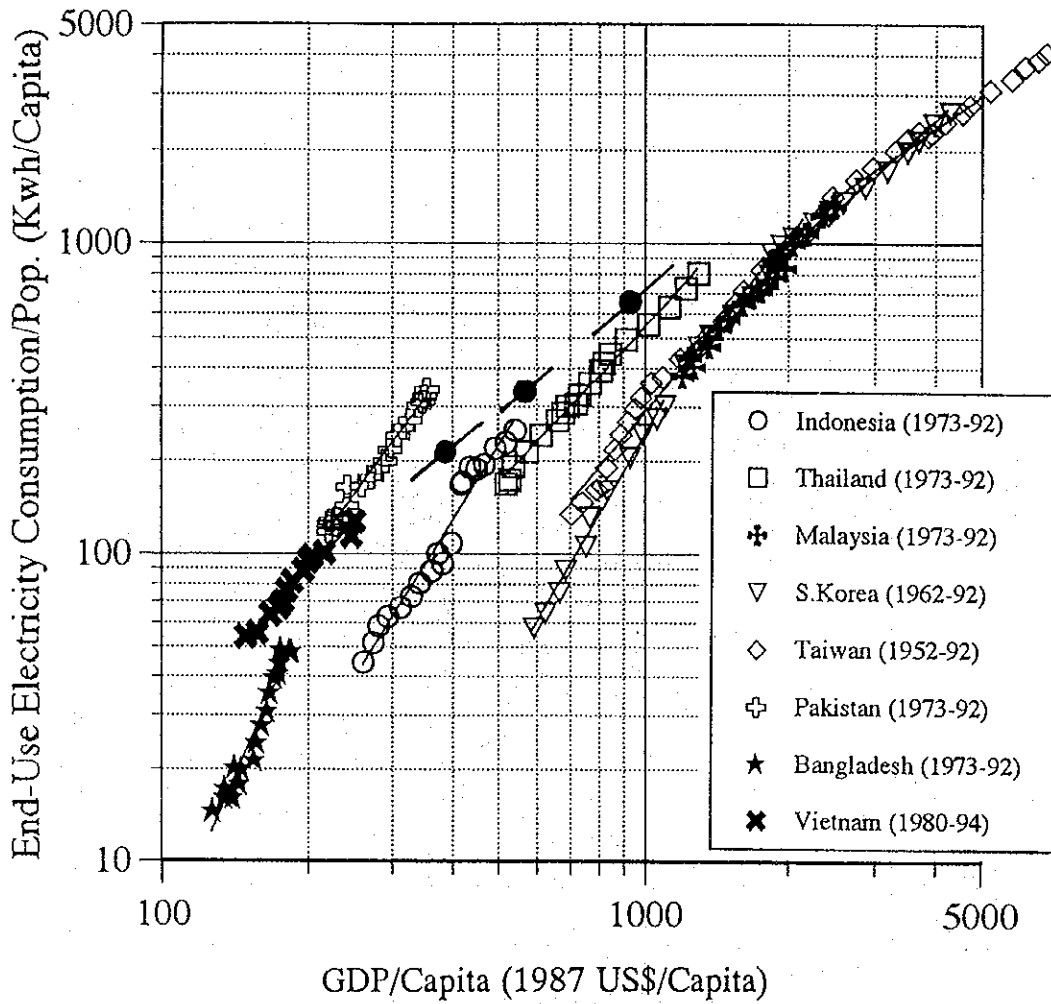


Figure 5.5-3 Factor Change in End-Use Consumption

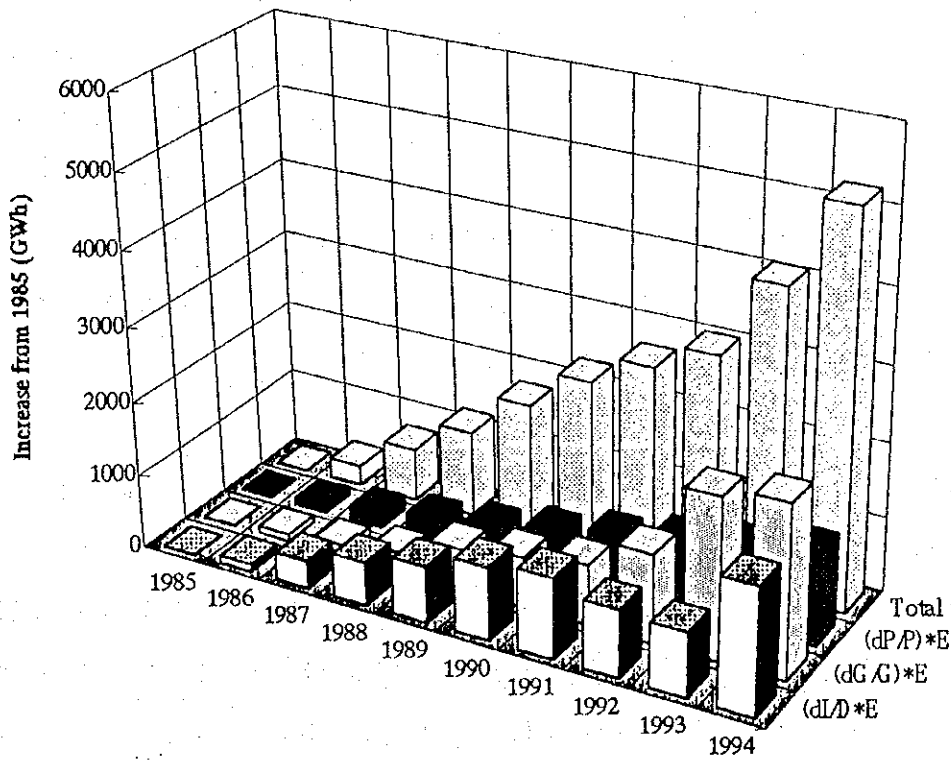
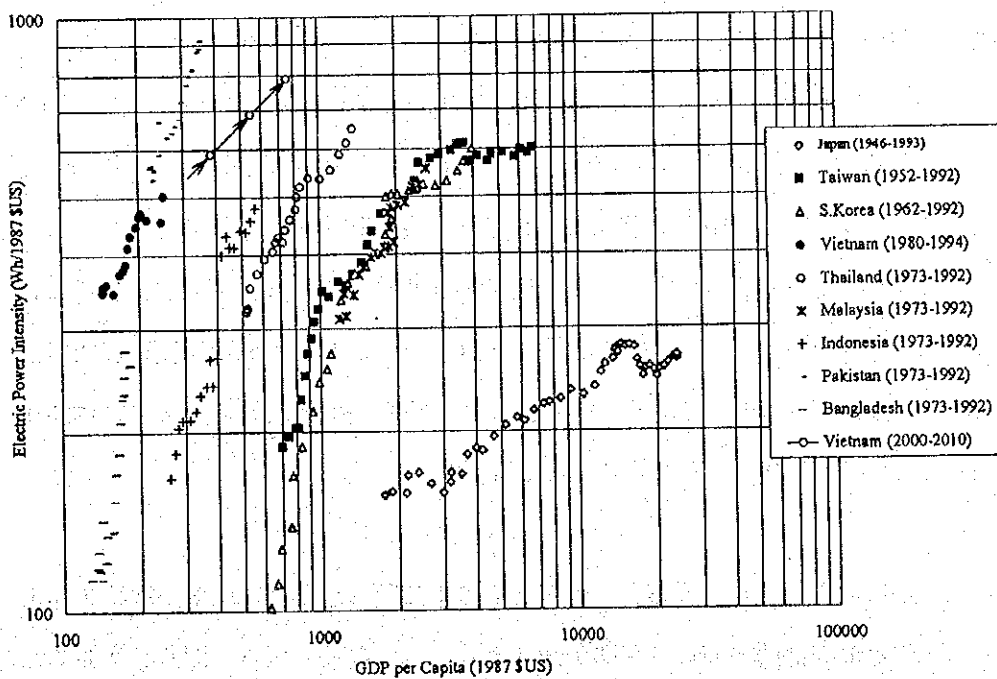


Figure 5.5-4 The Relationship between Electric Power Intensity and per capita GDP





## 5.6 結論と勧告

今回の電力需要予測では、計量経済学的手法を採用し、需要予測モデルの構築のために、地域別、セクター別の経済シナリオを3ケース用意した。ヴィエトナムのGDPは1980年代は年平均成長率5%台で、90年代以降6%~8%台で推移してきた。将来のGDPはベース・ケースで2000年までに倍増し、更に2000年~2010年で倍増する(年平均成長率8%~9%)シナリオとなっている。シナリオに従えば、ヴィエトナムのGDP規模は2000年頃シンガポールの現在に、2005年にマレーシアにそして2010年にタイのレベルに追い付くであろう。2010年の経済レベル(754米ドル/人)は、ほぼ1963年頃の台湾、1969年頃の韓国、1983年頃のタイのレベルとなる。

今回のスタディ結果によれば、ベース・ケースでヴィエトナムの電力需要は1993年の8,007GWhから年平均成長率12.8%で、2000年には18,631GWh(1993年値の2.3倍)になると見込まれる。2000年から2010年では11.6%/年の成長率で、2010年55,948GWhに達する(1993年値の約7倍)。発電電力量は1993年の10,729GWhから2000年23,289GWh(11.7%/年)に、そして2010年に66,600GWh(11.1%/年)に達すると見込まれる。これらは1993年実績値のそれぞれ2.2倍と6.2倍に相当する。

セクター別需要を見てみると、最大の伸びが見込まれるのは産業セクターで、次いで民生セクターとなっている。ベース・ケースにおける産業セクターの需要は、1993年の3,645GWhから2000年に9,795GWh(年平均伸び率15.2%)、2010年に34,572GWh(年平均伸び率13.4%)に達すると想定される。これは、1993年実績の2.7倍(2000年)、9.5倍(2010年)になる。この結果、需要合計に占める産業部門のシェアは、1993年の45.5%から2000年には52.6%、2010年には61.8%に拡大する。民生用電力需要は、ベース・ケースで1993年の3,236GWhから2000年に6,689GWh(年平均伸び率10.9%)、2010年に18,200GWh(年平均伸び率10.5%)になると見込まれる。これは、1993年実績値の2.1倍(2000年)、5.6倍(2010年)である。需要合計に占める民生用需要のシェアは1993年の40.4%から2000年35.9%、2010年32.5%と減少する。

南北の需要構成の差異を見てみると、産業とその他部門の需要は、南部が終始北部より大きく、民生と農業部門の需要は北部が南部より大きくなっている。即ち、南部では

産業及びその他部門の需要の地域需要に占めるシェアが、北部のそれに比して大きく、北部では民生及び農業部門の地域需要の占めるシェアが相対的に南部のそれに比して大きいと言える。

IEV (MOB) と JICA 調査団の需要予測結果を発電電力量ベースで比較すると、2000年時点では JICA のハイ・ケースの値と IEV のベース・ケースの値とがほぼ等しく、2010年時点では JICA のロー・ケースとハイ・ケースの値の間に IEV の 3 ケースの値が全ておさまっている。すなわち以下のとおりである。

	2000年			2010年		
	Low	Base	High	Low	Base	High
JICA	21,129	23,289	24,722	54,722	66,600	77,535
IEV	22,621	(24,412)	(26,047)	56,061	68,369	75,203
MOB	—	25,310	27,465	56,061	68,369	75,203

両者の差異は、需要予測手法の違いに起因している。IEV は外生値として経済シナリオと対 GDP 弾性値を使用し、JICA 調査団は経済シナリオと時系列データをモデル構築のために使用している。

アジア諸国との比較によると、ヴィエトナムの長期 GDP 弾性値はマレーシアやタイと類似している。1 人当たりの電力消費量と経済レベル (GDP/人) の関係では、ヴィエトナムはインドネシアやタイの実績ラインに将来近づくものと思われる。また電力原単位と経済レベルの関係では、ヴィエトナムはバングラディッシューヴィエトナムーパキスタンの実績ラインから離れ、インドネシアータイのラインに近づく。電力消費量増加に関する要因分析の結果によると、ヴィエトナムは近年経済成長要因による電力消費の増加が主要な要因となった。各要因 (経済成長要因、電力原単位要因、人口要因) の寄与率のパターンはタイやマレーシアにますます類似していくものと予想される。

原単位要因は過去の 30% から徐々に減少し 25% 程度になり、経済成長要因の寄与率は 50~60% に上昇するものと期待される。以上の対 GDP 弾性値、電力消費と経済レベル、要因分析や電力原単位から総合的に判断するとヴィエトナムは将来、タイのパターンを追いかけるであろう。

本調査を通じて以下のような問題点を指摘することができる。

- (1) 電力需要推定の前提となる経済シナリオの設定に関し、慎重かつ現実的と思われる値を選定する体制の確立が急がれる。需要予測結果はシナリオに大きく依存する。従って経済シナリオは目標値ではなく、できるだけ現実的な経済成長率の値を採用すべきである。そのためには、電力需要モデルの開発のみではなく、マクロ経済や産業構造などを議論できるモデルの開発が必要となるものと考えられる。
- (2) 上記とも関連するが、ベトナムは統計システムをNMP (Net Material Product) システムからSNAに1989年に変更した。従って過去のデータをその信頼性も含めて見直す必要がある。これは一省庁の問題ではなく、ベトナム全体の問題である。取り敢えず、今後については、できるだけデータを整備しておくことが望ましい。特にモデルにより地域毎の電力需要想定を厳密に行うのであれば、地域毎の関連データを整備する必要がある。
- (3) 地域毎のデータに関しては、電力消費構造を説明でき、電力需要増加の要因を分析できるデータの整備であることが望ましい。ベトナムは市場経済化の過程にあり、今後の急速な経済発展が期待される。電力需要も供給力が需要を規定してしまう従来のパターンから、需要（消費者のニーズ）に見合う供給力を期待する時代に移行しつつある。電力需要予測の精度は電力需要構造の分析力いかにかかっている。
- (4) 電力需要想定は、新しいデータの追加や年次の移行と共に、モデルの構成、式の再推計を行って、逐次モデルの更新を行っていく必要がある。そのためには専門家の育成を恒常的に行っていく必要がある。

**Part II 電力開発計画の策定とこれに含まれる  
個別事業の優先順位決定のための調査**

## 第6章 個別案件計画の見直しと評価

## 第6章 個別案件計画の見直しと評価

### 目 次

	頁
6.1 火力発電設備 .....	6-3
6.1.1 電源開発計画地点 .....	6-3
6.1.2 火力発電システムの技術評価 .....	6-6
6.1.3 火力発電システムの経済評価 .....	6-10
6.1.4 プロジェクトの運開可能年 .....	6-11
6.1.5 評 価 .....	6-11
6.2 水力発電設備 .....	6-14
6.2.1 電源開発計画 .....	6-14
6.2.2 主要河川における新規水力開発計画の見直し .....	6-16
6.2.3 新規水力計画地点の評価 .....	6-23



## 第6章 個別案件計画の見直しと評価

調査対象期間（1996～2010年）中に開発を予定される発電計画地点について検討し、電源開発のためのシミュレーション計算にこれらのデータを適用することとする。

計画候補地点はヴェトナムの電源開発計画マスタープランに基づくものとし、2000年まで運開する地点については決定済みであることから、2000年以降に開発されるべき地点についてIBVとJICA調査団との間で協議を行い選定した。この協議に当たっては、燃料の供給条件や送電線の増強計画についても考慮された。

火力計画地点については、立地地点の選定は融通性があることから、その地点の特定はフィージビリティ調査に委ねられることとした。

水力計画地点については、IBVから21地点が提示された。これらの地点に対しJICA調査団は本章で発電電力量の見直しと経済性に関する検討を実施し、その優劣を論ずることとした。

計画地点の立地図を Figure 6-1 に示す。



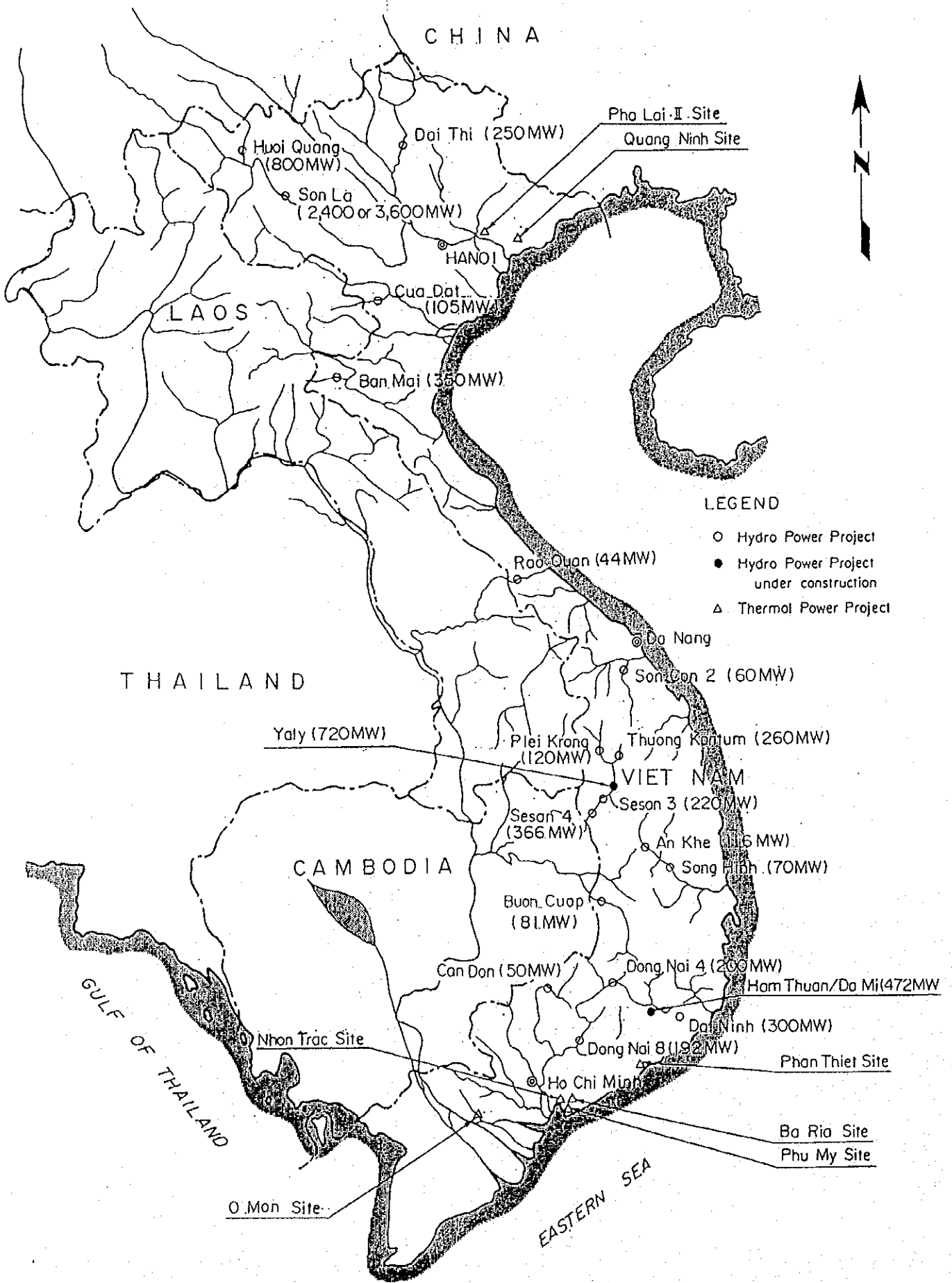


Figure 6-1 Location of the Facilities

## 6.1 火力発電設備

ベトナム国内に産出する発電用燃料資源としては北部Quang Ninh省周辺の豊富な石炭と南部の海底油田から採掘される天然ガス、あるいは石油開発に伴う随伴ガスがある。従って本調査では火力発電としては石炭火力とガス焚火力の2本立とし、北部には石炭火力、南部にはガス焚火力と北部の石炭を海上輸送し利用する石炭火力を配置することで計画した。

本調査対象期間中の所要火力電源開発量は2010年時点での全国最大需要電力想定値と既設発電設備、水力発電開発計画量および保有予備力を勘案しておよそ7,000MW程度と想定した。

現在進行中或いは計画中のプロジェクトについてはそのまま計画に取り入れ、以降についてはシミュレーションを簡単にするため北部ではQuang Ninh火力発電所台数を、南部ではNhon Tracコンバインドサイクル火力発電所およびPhan Thiet石炭火力発電所の台数を増やすことで計画した。単機出力については300MWとすることでシミュレーションの計算の簡易化を図ったが、実際の出力選定にあたっては電力系統の増大に伴って適宜単機容量の大型化も検討すべきである。

### 6.1.1 電源開発計画地点

ベトナム政府の承認を得てIEVが策定した第3次電源開発計画（1992年から2000年までの期間が対象）に組み入れられている電源開発プロジェクトは次の通りである。

#### (1) Pha Lai II火力計画（2×300MW）

石炭火力発電設備（300MW）2基をベトナム北部既存のPha Lai火力発電所（石炭燃焼 440MW）に隣接して追加建設する。これら新設備は、1999年中に運開の予定であり、ODA資金によりエンジニアリング段階にある。

Pha Lai II火力発電所は、年間プラント利用率を60%以上とした場合、1999年の運開以降北部電力系統の電力供給力の増加に対し貢献する。

Ninh BinhやUong Biのような老朽火力発電所は、Pha Lai II火力発電所がフル稼働を開始以降、運転を停止されるであろう。

(2) Quang Ninh火力計画 (N×300MW)

Pha Lai IIプロジェクト以降、北部地域の予想電力需要に対処するため、新たな石炭火力発電所が、BOT/BOOの型態を考慮しながらQuang Ninh地方の炭坑の周辺に建設されるであろう。

本プロジェクトは計画段階にあるが、Pha Lai II以降、Son La水力計画以前にあって、北部電力系統の供給力増加に対応するのみならず、燃料面からみた電源ベストミックスのバランス面でも貢献することが期待されている。

エンジニアリングや環境状況を含めた早期の地点選定作業が期待される。

(3) Phu Myガス火力計画 (3×200MW)

これは、1990年代後期南部で予想される供給電力不足に対応するためのプロジェクトとして計画された。

1999年までに単機出力 200MWが3台運転を開始することが計画されている。プロジェクト地点は、ホーチミン市の東約75kmにあり、Vung Tau港に近い。このサイトは国道51号線から西に約3km離れた民家がほとんどない場所である。建築物その他の構造物に対する基礎条件がよく、またサイトから1.5kmの所に深い入江があって、冷却水設備や専用港湾設備の建設は容易である。

発電所の燃料としてVung Tau沖に噴出している随伴ガスを使用することが計画されている。Vung TauからThu Duc火力発電所まで140km延長されるガスパイプラインはPhu My火力発電所サイトへ分岐される形で建設中である。

ボイラは随伴ガスがなくなった時点で、使用燃料をガスから石油へ転換するため改造可能なように計画され、期待どおりにガスが供給されない場合は石油を使用することが予定されている。

Phu Myプロジェクトの予定主燃料は、1998年から2008年までの最初の11年間は随伴ガスであり、予備燃料は石油である。もし2008年以後に追加ガス量が供給されないときは、発電所は重油燃焼発電所に転換される。

また同地点において2×300MWの追加設備を2000年までに運開することが計画されている。

(4) Phu Myコンバインドサイクル火力計画 (5×300MW)

Phu Myガス火力計画の後に300MWコンバインドサイクルシステムが新火力発電所として追加建設されることが予定されている。燃料は沖合油田からの随伴ガスで、このガス資源の量によってユニットの基数が決定される。沖合油田の調査ボーリングの結果によると、少なくとも30億m<sup>3</sup>/年のガス供給が2010年までは期待され、これは5基のコンバインドサイクルシステムの開発を可能にさせる他に、Phu My火力発電所、Ba Ria火力発電所、Thu Duc火力発電所の燃料としても計画されている。

(5) O Mon 石炭火力計画 (3×300MW)

O Mon プロジェクトのサイトは、Can Thoに近いメコンデルタ沿いの河岸にある。プロジェクトは、この地域の増大する電力需要に対処するために計画されている。本プロジェクトの燃料として、沖合油田からのガス供給の限界を考慮して石炭が、選定された。しかしながら、近い将来豊富な新しいガス資源が確認された時点で、現計画のO Mon石炭火力プロジェクトと、海岸に立地されメコンデルタ地域まで送電線により電力を供給する新たなコンバインドサイクルプロジェクトとの間で、経済性を踏まえたプロジェクト選定の検討が必要となる。

(6) Ba Ria火力発電所への蒸気タービン増設

3基のガスタービンをコンバインドサイクル火力に転換する計画が進められている。コンバインドサイクル火力の最初の運開は1997年に予定されており、この地域に予想される1997、1998年の電力不足解消に役立つとされている。本プロジェクトの資金は世銀から拠出される。

(7) 他の火力計画

IEVスタッフとの論議の後、長期電源開発計画検討にもう2つの候補プロジェクトが選ばれた。

ひとつは、Phu Myサイトに近い地点であるNhon Trac コンバインドサイクル火力計画であり、Nam Con Son Basin で期待されている以上のガス産出が見込める場合の選択肢として位置づける。

他の一つは、ホーチミン市の東のPhan Thiet町近傍を地点とするPhan Thiet石炭

火力計画であり、2000年以降天然ガスが目標産出量に至らなかった場合の選択肢となる。国内炭か輸入炭かの燃料選定については、地点選定や、F/Sによりに決定される。

### 6.1.2 火力発電システムの技術評価

ヴェトナムの電力系統において、3種類の火力発電システムが適用でき、技術的観点からこれを評価する。評価の概要は以下の通りであるが、詳細については付録に記す。

#### (1) 石炭（無煙炭）焚火力発電

ヴェトナム無煙炭の一般的性状は以下の通りである。

燃料比（固定炭素／揮発分）：7.8～8.1

揮発分（無水無灰ベース）：10.9～11.4

固定炭素（無水無灰ベース）：88.6～89.1

無煙炭は、揮発分が少なく炭素分が多い石炭であるため、次のような特長がある。

- (a) 着火が容易ではない。
- (b) 長い燃焼時間が必要である。
- (c) 高い燃焼温度が必要である。

一般的に、瀝青炭がまず揮発分燃焼から始まり、続いて炭素燃焼に移る特性を示すのに対し、無煙炭は揮発分燃焼がなく、いきなり炭素燃焼から始まり、それも瀝青炭よりも一層高温高圧雰囲気が必要なことを示している。

以上の特長に対処するため、ボイラーメーカーの概念設計からいくつかの無煙炭燃焼方式が提案されている。

無煙炭を完全燃焼させるのは困難である。無煙炭を効率良く燃焼させるためには、超微粉炭での供給方式や、脱じん装置の改良、小容量バーナの多数設置など、特殊な燃焼技術が要求される。無煙炭焚ボイラにおける燃焼効率は95～97%で、ボイラ効率としては84～88%となる。

## 循環流動床ボイラー技術

通常の微粉炭ボイラーは、ガスの流速が早いため（11～15m/s）と、石炭の粒子が小さい（80 $\mu$ m以下）ために、燃焼温度が高い（1,400～1,500 $^{\circ}$ C）。

一方FBCボイラーは、ガスの流速が低く（4～8m/s）、石炭の粒子が中間程度の大きさ（4～5mm）であるために、燃焼温度が低い（約850 $^{\circ}$ C）。このように、FBCは通常のボイラーよりも優れた燃焼特性を持っている。

FBCを用いると、無煙炭の特性を以下のように改善できると期待される。

無煙炭の特性	循環流動床ボイラーの特徴
着火性が悪い	流動媒体を有するため、失火の懸念がない。
燃焼完結時間が長い	粒子が循環して長い間炉内にとどまるので、石炭の燃焼性が悪くても、比較的効率よく燃焼できる。
未燃焼分を減少させるために高温の燃焼が必要である。	粒子が循環して、炉内に長時間とどまるので、石炭の燃焼性が悪くても、比較的効率よく燃焼できる。

しかし、FBCは最新の技術で、未解決な問題もあるので、現在では、開発可能な最大のクラスは、300～350MWである。

### (2) ガス火力発電所

ガス火力発電所は、ボイラー、タービン、発電機その他の構成は、従来型の石炭火力または石油火力と同様である。ガス焚と油焚は燃料供給システムとバーナを併設することによって燃料を自由に選択することができる。燃料の種類が、発電端熱効率に与える影響はわずかである。しかし、送電端熱効率を比較すると、ガス火力発電所が最高で、次が石油であり、石炭は最低の効率となる。この差は、燃料供給設備、灰処理設備、環境対策設備などのための所内動力の違いによるものである。

### (3) コンバインドサイクル発電

コンバインドサイクル発電システムは、ガスタービン、排熱回収ボイラーおよび蒸気タービンによって構成される。ガスタービンの発電サイクルと、蒸気タービンの発電サイクルを組み合わせて、ガスタービンサイクルの高温域と、蒸気タービンサイクルの低温域をもっともよく利用するようになっている。

コンバインドサイクル発電システムの熱効率を向上する方法は、ガスタービンの入口温度を高くすることである。現在入手できるガスタービンは、入口温度が1,100℃クラスで、熱効率が43%程度であるが（LNGガス、高位発熱量ベース）、多くのメーカーが開発している1,300℃クラスのガスタービンでは、47%（同ベース）が可能となろう。

#### コンバインドサイクル発電システムの特徴

(a) 通常の蒸気タービンサイクルのプラントの熱効率が40%程度であるのに対して、43%以上の高い熱効率が得られる。

(b) 部分負荷における熱効率が優れている。

大容量のコンバインドサイクル発電所は、比較的小容量のユニットを組み合わせ構成する。そのために、広範囲な出力にわたって、運転するユニットの数を増減することにより、定格出力と同様に高い熱効率が得られる。

(c) 起動/停止時間が短い

コンバインドサイクルのプラントは約1時間で起動できるが、通常の600MWクラスの蒸気タービンのプラントは、毎日停止する運転モードで、最短でも起動に2時間半かかる。

(d) コンデンサー冷却水の排水量が少なく、同じ出力の通常の蒸気タービン・プラントの60～80%である。

(e) 使用燃料による性能等の変化が大きい

現在運転、建設または計画中のコンバインドサイクル発電所に使用する燃料は、LNGやLPGのようなクリーンな燃料か、または硫黄分が非常に少ない良質灯油に限定される。その理由は下記のとおりである。

- 燃料に含まれる重金属、アルカリ金属あるいは硫黄分は、高温にさらされるタービン燃焼室および動翼/静翼に相当な腐食を発生させる。
- 未燃カーボンがガスタービンの翼に付着して、熱効率を減少させる。
- 排熱回収ボイラーの細管の低温腐食の防止のために、熱効率が低下する。

#### (4) 環境上の配慮

##### 石炭火力

排ガス中のSOx含有量は、石炭の硫黄分で決定される。ヴェトナムの無煙炭は硫黄分が少ないので（最大 0.5%）、ボイラー出口のSOxは比較的少なく、約400～500ppm程度である。

無煙炭の窒素含有量(N)は、最大 1.0%（約0.9%）と少ないので、燃料中N分から発生する Fuel NOxも少ない。しかし、燃焼によって発生する Thermal NOxは歴青炭よりも多い。これは、無煙炭では揮発分が少ないため、固定炭素の燃焼が支配的となるためであり、したがって着火温度を約60°C高くし、燃焼温度も比較的高くする必要があることによる。

その結果、全体のNOx発生量（Fuel NOxとThermal NOx）は、歴青炭よりも多い。ボイラー出口のNOxは、500～1,000ppmの範囲と予想される。

ボイラーで発生する Thermal NOx は、低NOxバーナーと2段燃焼法を用いることによって減少できるが、その設備費は高くなる。従って低NOx燃焼設備の設置を考える場合には、環境規制と設備費のバランスをとるために、規制値を検討する必要がある。

排ガス中の媒塵は、ボイラー出口で30～50 g/m<sup>3</sup>Nである。電気集塵機(BP)を設置することにより、煙突出口では、300～500mg/m<sup>3</sup>Nを達成することが可能である（集塵効率を最低限99%として）。

火力発電所周辺におけるSOxおよびNOx濃度についてBosanque-Sutton式により試算した結果は次の通りである。（付録参照）

(単位：ppb)

出力		300MW×1	300MW×2	( 300MW×1 ) ( +300MW×2 )	( 300MW×2 ) ( +300MW×2 )
最大値	SOx	12.5	8.5	21.0	17.0
	NOx	20.4	13.9	34.3	27.8
1日平均値	SOx	7.4	5.0	12.4	10.0
	NOx	12.0	8.2	20.2	16.4

注1. 燃料は無煙炭、硫黄分0.5%。煙突高さは150m。

注2. 最大着地濃度地点は300MW×1および300MW×2の場合、それぞれ12.0および14.9kmである。



これらの値はヴェトナムの次の環境基準値を満たしている。

SOx	最大値	175 ppb	一日平均値	17.5 ppb
NOx	最大値	41.4 ppb	一日平均値	41.4 ppb

したがって、本調査に当たっては火力発電計画地点に対し、脱硫および脱硝装置は計画しないこととした。

FBC発電システムは、炉内で脱硫を行い、NOxの発生が最小である点で、有利である。

### コンバインドサイクル発電

ガスタービンで燃料を燃焼する際のNOxの発生は、燃焼の温度が高く、余剰空気が多いほど多くなる傾向があり、また窒素含有量が多い燃料を使うと特に高くなる。また、排ガスの体積は、同容量の蒸気サイクルのプラントよりも多い。この理由のために、脱硝装置と集塵機の容量は大きくなる。

以上の問題は、重油などを使用する際にも発生するが、将来の技術開発によって、経済性を損なうことなく環境特性と耐久性を改善することができれば、使用可能な燃料はさらに拡大すると期待される。

### 6.1.3 火力発電システムの経済評価

各種火力発電所の発電単価を試算し、Table 6.1-1 に示した。

価格見積もりを行うために、単機容量、建設費、負荷率、効率その他の諸元について、JICA調査団とIEVの間で討議した。発電単価は、現在価格である。この検討では、インフレの影響は考慮しなかった。

年間負荷率、燃料価格、利用率など、一部のパラメーターについては注意する必要がある。

年間負荷率の80%は、運転実績を考慮すると楽観的である。負荷率が10%低下すると、燃料費は10%、発電原価は5%増大する。またこの負荷率は、ガス火力とコンバインドサイクル発電所は、定期点検の期間以外は全負荷で運転することを意味する。効率に関しては、コンバインドサイクルプラントのガスタービンで 1,100℃クラスの入口温度のものは、発電端で43%以下の効率となった。ガスタービン入口温度を上げ

れば、当然ながら効率はさらに向上する。しかし、ガスタービンの入口温度が 1,400℃クラス発電所では、注意深い運転と保守が必要である。

燃料価格と金利は、不確定な要因と見なした。

#### 6.1.4 プロジェクトの運開可能年

Pha Lai IIプロジェクトとPhu Myプロジェクトの運開年は、それぞれ2000年と1998/1999年と計画されている。

他の火力プロジェクトについては、契約手続きを含むエンジニアリングの検討に3年を要するものと仮定している。これらの建設期間は、石炭火力プロジェクトについては4年、コンバインドサイクル発電所については3年と想定している。

#### 6.1.5 評価

(1) ヴィエトナムにおける火力電源開発は、北部および南部地域に計画されており中部地域では現在計画されていない。

発電形式は発電用燃料に左右される要因が大きく、北部では石炭火力が、南部ではガス火力かコンバインドサイクル発電により計画されている。

北部ではPha Lai II火力計画の次にはQuang Ninh地点が計画されており、炭鉱に近い点で有利な計画地点である。次期電源が必要とされるのは2000年代半ばと考えられることから1990年代のうちにフィージビリティ調査を終了させておくことが望ましい。

(2) 南部地域においては発電形式にいくつかのオプションがある。現在採油中の洋上油田で産出する随伴ガスは、既にVung Tau地点までのパイプラインの敷設も終わり価格的にも妥当で、産出量も確かなものとされている点から、その利用を早急に進めることが有利である。

しかし、第7章でも論じているように新規のガス資源についてはその産出量と価格に不確定要因があるため、石炭火力の開発計画も併せ持つことは妥当な選択である。すなわち、至近年開発地点としてのO Monと後年度開発地点としてのPhan Thietである。

ガス開発の状況に応じて繰り返し長期電源開発計画の検討を行うべきである。

0 Montについては早期の立地選定調査を行うことが必要であり、燃料としては国際価格に比して割安と考えられる国内炭の使用が妥当であろう。

(3) Quang Ninh石炭火力計画におけるSOxおよびNOx濃度について試算した結果、現行のベトナムの環境基準をクリアしているので、本調査に当たっては脱硝あるいは脱硫設備は設けない計画とした。

しかし、使用燃料に含まれる硫黄分や発電所周囲の自動車の排ガス等、他の要因によるものも考慮する必要があるので、立地に当たっては十分なBIS調査を行い確認する必要がある。

(4) 発電所の機器設計に当たっては、“省エネルギー”の観点から主機および補機について所内電力を極力小さくすることに配慮することが望ましい。

Table 6.1-1 Cost Estimation of Thermal Power Plants

Item		Conventional Cycle				Combined Cycle		
		(Coal*1)		(Gas)		(Gas)		
Unit	-	2x300		2x300		2x300		
Output	MW	600		600		600		
Unit cost	\$/kW	1,250		1,100		800		
Annual energy	GWh	3,570		4,200		3,780*3		
Load factor	%	68%		80%		80%		
Life	year	25		25		20		
Station service	%	6.0		3.0		1.5		
FOR	%	8.0		8.0		6.0		
Ave. efficiency	%	34.0		36.0		45.0		
Heat rate	kcal/kWh	2,529		2,389		1,911		
Heat value	kcal/kg	5,500		9,000		9,000		
O.M. cost	%	5.0		5.0		5.0		
C.R.F.(i=10%)		0.1102		0.1102		0.1306 =0.1175/0.9*3		
Fuel price	\$/t	(North) 24	(south) 34					
	\$/MBTU			2.5	3.0	2.0	2.5	3.0
Capital cost	\$/kW.Y	137.8	137.8	121.2	121.2	104.4	104.4	104.4
O.M. cost	\$/kW.Y	62.5	62.5	55.0	55.0	40.0	40.0	40.0
Fixed cost	c/kWh	3.37	3.37	2.52	2.52	2.29	2.29	2.29
Fuel cost *4	c/kWh	1.10	1.56	2.37	2.84	1.52	1.90	2.28
Unit cost	c/kWh	4.47	4.93	4.89	5.36	3.81	4.19	4.57

\*1: Anthracite coal

\*2: With EP, without FGD and SCR

\*3: Output is decreased in 10% due to higher ambient temperature

\*4: (Fuel price)x(Heat rate)x1/(Heat value) for coal, (Fuel price)x(heat rate)x10<sup>-4</sup> 0.252 for Gas and C/C plant

## 6.2 水力発電設備

### 6.2.1 電源開発計画

#### (1) 一般

恵まれた自然条件により、ベトナムは莫大な包蔵水力資源を有している。3.5節で述べたとおり、包蔵水力資源のうち全国で100,000GWhの電力量が経済的に開発可能とされている。この内訳は、北部地域が59,400GWh、南部地域が16,600GWh、中部地域が24,000GWhとなっている。それゆえ、水力は重要なエネルギー資源のひとつであり、将来的にも積極的に開発を行う必要がある。

将来的な水力開発地点の計画策定、調査設計業務は、MOEの下部機関であるPIDC1およびPIDC2が遂行しており、さまざまなレベルにおいて数多くの新規開発地点の検討が実施されている。一方、本調査団のカウンターパートであり、かつMOEの下部機関であるIEVにより、現在、第4次電源開発基本計画が策定されている。

同計画によれば、2010年までに、発電設備としてはいうまでもなく、社会経済セクターの利水、灌漑、洪水調節といった水資源の多目的分野での活用といった観点からも将来的に開発されるべき新規水力設備として、全国で20箇地点の水力開発が必要であるとされている。本調査団とIEV間の水力開発に係る討論においても、この20箇地点が議論の俎上に上り、その重要性が確認された。

その結果、いくつかの建設中の地点も含めてこの20箇地点について、本節において検討を行うこととなった。本検討は、IEVより提示された発電諸元に基づいて行った。

新規水力地点の諸元および位置について、Table 6.2-1 および Figure 6-1 に示す。これらの図表に示すとおり、新規水力開発計画地点は豊かな包蔵水力を有する河川水系に集中している。

#### (2) 北部地域における新規地点

本地域においては、Da川水系のSon La (2,400 ~ 3,600MW)、Huoi Quang (800MW)、Lo Gam 川水系のDai Thi (250MW)、Ca川水系のBan Mai (350MW)、Chu川水系のCua Dat (105MW)の5地点が新規開発計画地点とされている。

Ban Mai計画地点については、現在、フランスのコンサルタントによりF/Sが実施されている。

(3) 南部地域の新規地点

本地域の新規地点はDong Nai川水系にある6箇地点で、それらは、既設Tri An水力発電所上流にあるHam Thuan/Da Mi(300/172MW)、Dai Ninh(300MW)、Dong Nai 4(200MW)、Dong Nai 8(192MW)と、支流Be川にある既設Thac Mo水力発電所下流にあるCau Don(50MW)の6箇地点である。そのうち、Ham Thuan/Da Mi計画は現在、詳細設計実施中であり、2000年代初頭に運開予定で、まもなく、建設開始の予定である。

(4) 中部地域の新規地点

中部地域には、現在、建設中のYaly、Song Hinh地点も含めて、かなりの新規水力地点が存在する。

中部地域の新規水力計画地点は、Sesan川水系のSesan 3 (220MW)、Sesan 4 (366MW)、Plei Krong (120MW)、Thuong Kontum (260MW)、Ba川水系のAn Khe (116MW)、Thubon川水系のSong Con2 (60MW)、Srepoc川水系のBuon Cuop(81MW)、Thac Han川水系のRao Quan(80MW)の以上8地点である。

(5) IEV新規水力計画地点希望運開年次

IEVによれば、新規水力計画地点の運開希望年は以下の通りである。

\*Yaly 6/1999, 1/2000

\*Song Hinh 1998

\*Ham Thuan/Da Mi 6/2000

また、以下の地点については2010年までに運開希望とされている。

\*Plei Krong 2001 以降

\*Ban Mai 2002以降

\*Dai Ninh 2003以降

\*Sesan 3 2002以降

\*Son La (L) 2007 (#1) ~2012

\*Son La (S) 2007 (#1, 2)~2011(#9, 10)