

1.4 調査体制および調査実績

1.4.1 カウンターパート機関

本調査開始に当たり、カウンターパート機関である EVN とキックオフミーティングを行った後、実質的な窓口は、Son La Hydropower Project Management Board (Son La PMB)となった。

その後、Son La PMB 及び関係機関とキックオフミーティングを行い、各分野ごとに適切なカウンターパート機関が、以下のとおり選任された。

- ・ General and Financial Group; Son La PMB and related departments of EVN
- ・ Project Investigation Group; Power Engineering Consulting Company No. 1 (PECC1)
- ・ Planning and Analysis Group; Institute of Energy (IE)

1.4.2 調査団の構成・分担

調査団員の構成・分担は、次のとおりである。

伊東 雅幸	総括／電源開発A
古越 仁	電源開発B／電力需要予測・分析A
芝 和彦	電力需要予測・分析B
横澤 康浩	システム運用計画
川口 宗夫	経営・経済財務分析
餘語 正晴	送電計画／系統解析
臼井 俊二	環境（社会・自然）
成田 伸哉	地質A
水道 健	地質B
関 昇	解析プログラムA
多田 泰之	解析プログラムB
渡部 浩	業務調整

1.4.3 調査実績

本調査業務は、図 1-4-1 に示されるスケジュールに基づき、実施された。また、以下に作業毎の概略を表 1-4-1 に示す。

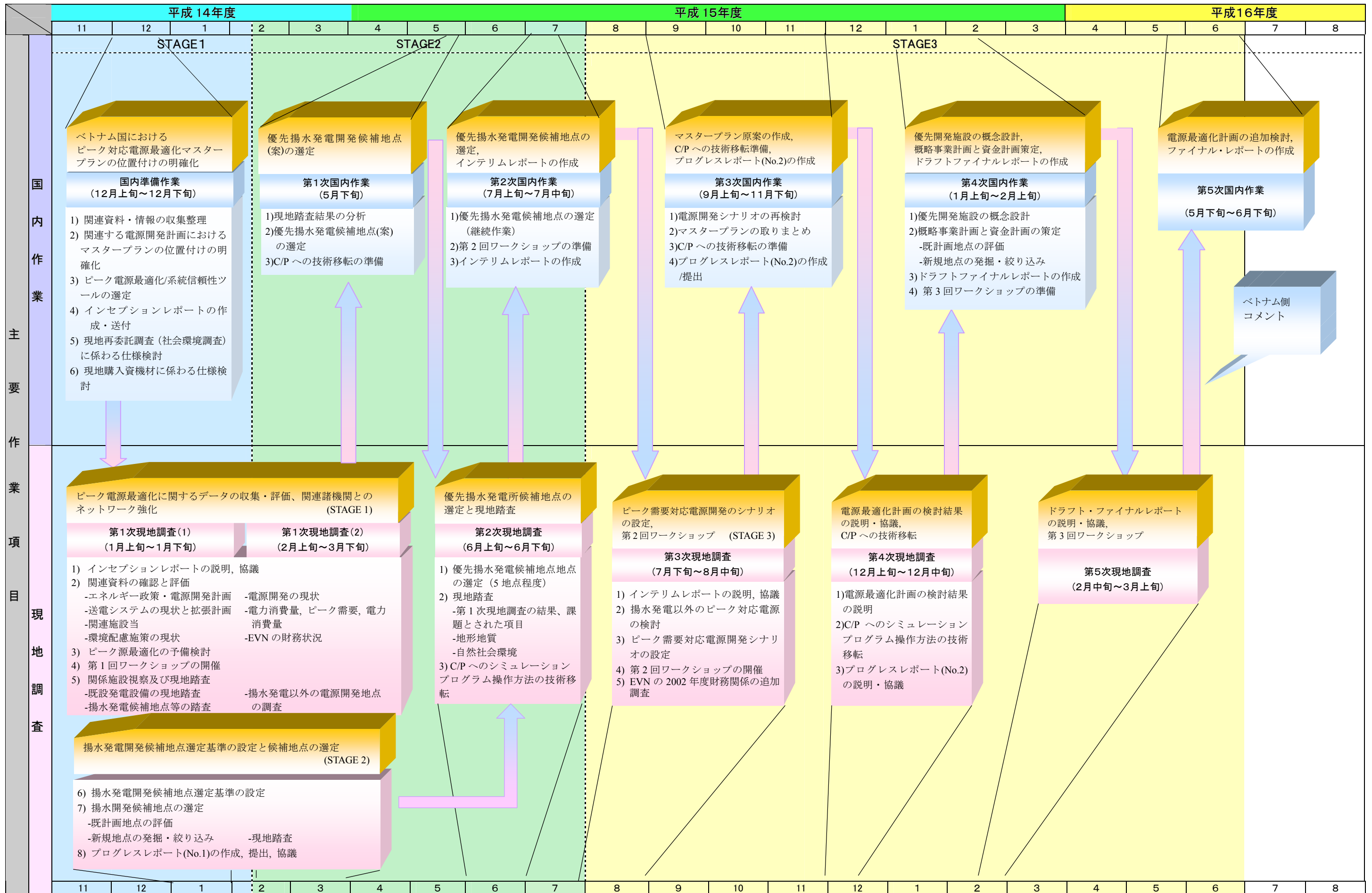


図 1-4-1 調査業務実績工程

表 1-4-1 各作業段階における作業内容と実施時期

ステージ	作業段階	主な作業
STAGE 1	国内準備作業 2002/12/上～2002/12/下	1) 関係資料・情報の収集整理 2) 関連する電源開発計画におけるマスタープランの位置づけの明確化 3) ピーク電源最適化/系統信頼性検討ツール選定 4) インセプション・レポートの作成・送付 5) 現地再委託調査に係わる仕様検討 6) 現地購入資機材に係わる仕様検討
	第1次現地調査 2003/1/上～2003/3/下	1) インセプション・レポートの説明・協議 2) 関連資料の確認と評価 ① エネルギー政策・電源開発計画 ② 電源開発の現状 ③ 送電システムの現況と拡張計画 ④ 電力消費量, ピーク需要, 電力消費特性 ⑤ 関連施策等 ⑥ 環境配慮施策の現状 ⑦ EVN の財務状況 3) ピーク源最適化の予備検討 4) 第1回ワークショップの準備と開催 5) 関係施設視察及び現地踏査 ① 既設発電設備の現況調査 ② 揚水以外の電源開発地点調査 ③ 揚水発電候補地点等の視察
STAGE 2		6) 揚水発電開発候補地点選定基準の設定 7) 揚水開発候補地点の選定 ① 既計画地点の評価 ② 新規地点の発掘・絞込み ③ 現地踏査 8) プロGRESS・レポート(No.1) の作成・提出・協議
	第1次国内調査 2003/5/下	1) 優先揚水発電開発候補地点(案)の選定 2) C/P への技術移転準備
	第2次現地調査 2003/6/上～2003/6/下	1) 優先揚水発電開発候補地点の選定 ① 地形地質 ② 自然社会環境 2) C/P への技術移転
STAGE 3	第2次国内調査 2003/7/上～2003/7/中	1) 優先揚水発電開発候補地点の選定(継続) 2) 第2回ワークショップの準備 3) インテリム・レポートの準備
	第3次現地調査 2003/7/下～2003/8/中	1) 揚水発電以外のピーク対応電源の検討 2) ピーク需要対応電源開発シナリオの設定 3) 第2回ワークショップの開催
	第3次国内調査 2003/9/上～2003/11/下	1) 優先開発施設の概念設計 2) 電源開発シナリオの再検討 3) マスタープランの検討 4) C/P への技術移転の準備 5) プロGRESS・レポート(No.2) の作成・提出
	第4次現地調査 2003/12/上～2003/12/中	1) 電源最適化計画の検討結果の説明・協議 2) 中長期財務予測・資金調達先の状況調査 3) プロGRESS・レポート(No.2) の説明・協議

ステージ	作業段階	主な作業
STAGE 3	第4次国内調査 2004/1/上～2004/2/上	1) 優先開発施設の概念設計 2) マスタープランの再検討 3) 概略事業計画と資金計画策定 ① 既計画地点の評価 ② 新規地点の発掘・絞込み 4) ドラフト・ファイナル・レポートの作成 5) 第3回ワークショップの準備
	第5次現地調査 2004/2/中～2004/3/上	1) ドラフト・ファイナル・レポート作成・説明 2) 第3回ワークショップの開催
	第5次国内調査 2004/5/下～2004/6/下	1) 電源最適化計画の追加検討 2) ファイナル・レポートの作成

第 2 章 電力設備開発の現状

第2章 電力設備開発の現状

2.1 エネルギーセクター

2.1.1 組織体制

1994年までは、エネルギー省（MOE）が電力ならびに石炭分野の経営管理組織を管轄していた。ただし、石油・ガス分野は政府直轄管理となっていた。その後、1994年10月10日付けの首相決定 No.562/TTg に従い、1995年1月27日付けの政令により「ベトナム電力公社（EVN）」が国営企業として設立された。また、同様に No.563/TTg に従い、「ベトナム石炭公社（Vinacoal）」が国営企業として設立された。エネルギー省は、重工業省および軽工業省と統合され工業省（MOI）となり、以降工業省が電力（EVN）、石炭（Vinacoal）を含め管轄することとなった。石油・ガス（Petrovietnam）についても、長年に及ぶ首相府直轄管理を経て、2003年5月28日付けの首相決定 No.55/2003/ND-CP により MOI 傘下となることが決定された。

また、2003年10月28日付けの首相決定 No.219/2003/QD-TTG により、2003年から2005年までの EVN 提案の構造改革が承認された（図 2-1-1）。

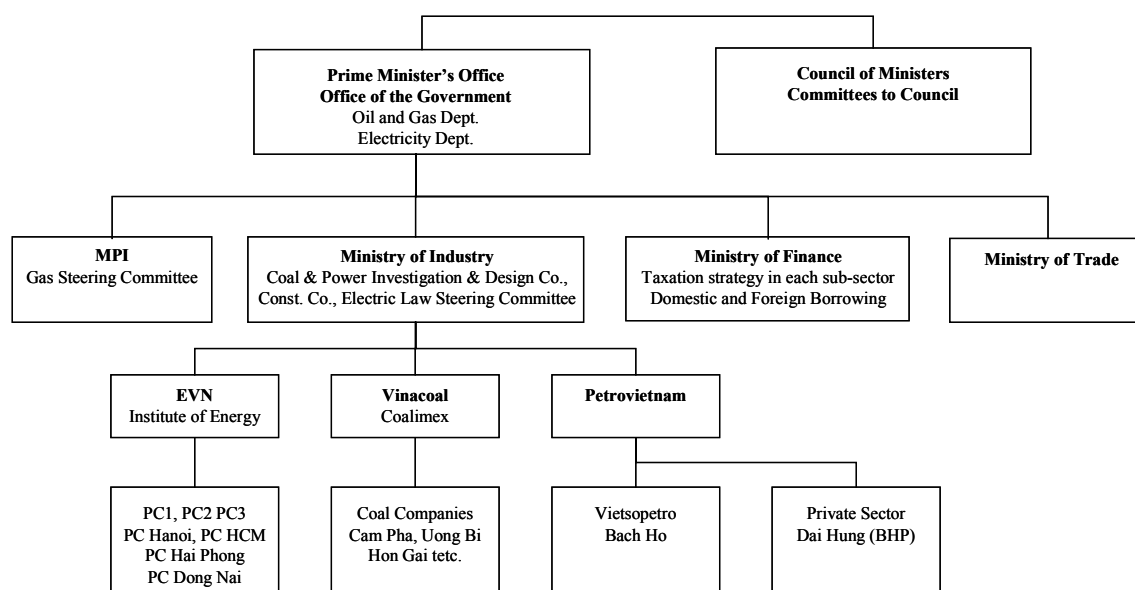


図 2-1-1 エネルギーセクター組織図

Source: Fueling Vietnam's Development – New Challenges for the Energy Sector, 1998.12, WB を一部改

2.1.2 エネルギー資源

(1) 水力

全国の理論包蔵水力は年間約3,000億 kWhと想定されており、北部:1,800億 kWh(60%)、中部:780億 kWh(26%)、南部:440億 kWh(14%)と北部に偏在している。その内の開発可能量は、820億 kWh(設備容量1,770万 kW)とされている(表2-1-1)。

2002年末現在で既開発の出力100MWを超える大型水力発電所は Hoa Binh 発電所(1,920MW)をはじめとして、合計8発電所、設備容量3,945MWであり、開発可能な設備量に対して22%に留まっている。

表 2-1-1 水力開発可能量

River Basin	Capacity (MW)	Energy (TWh)
Lo River	1,068	4.8
Da River	6,258	31.6
Ma River	320	1.3
Ca River	560	2.6
Vu Gia - Thu Bon River	1,194	4.6
Tra Khuc River	360	1.7
Ba River	402	2.1
Se San River	1,485	8.0
Srepok River	496	2.6
Dong Nai River	3,000	11.6
Sub Total	15,143	70.7
Total	17,700	82.0

Source: Son La PMB, 2003

(2) 石油・ガス

ベトナムにおける石油・ガス資源の分布図及び現在の開発状況を図2-1-2、表2-1-2にそれぞれ示す。ベトナムの大陸棚には、石油・ガスが豊富に埋蔵されている。1986年、ベトナムと旧ソビエトの合弁会社(Vietsovpetro)により、Vung Tau から南西に120km 沖合のCuu Long 堆積盆地のBac Ho 区域において、原油の商業生産が開始された。その後西側諸国の資本参加により、同じCuu Long 堆積盆地のRong 区域、Dai Hung 区域、Rang Dong 区域、Ruby 区域で石油・ガスの埋蔵が確認され、生産を開始している。Cuu Long 堆積盆地から、さらに南東約200km 沖合のNam Con Son 堆積盆地、南西沖のMalay-Thu Chu 堆積盆地、および北部のSong Hong 堆積盆地でも埋蔵が確認されている。現時点におけるガスの確認埋蔵量は、328BCMである。

第5次マスタープランによると、石油・ガスの残存埋蔵量は、石油3.9億トンおよびガス617BCMと推定されている。

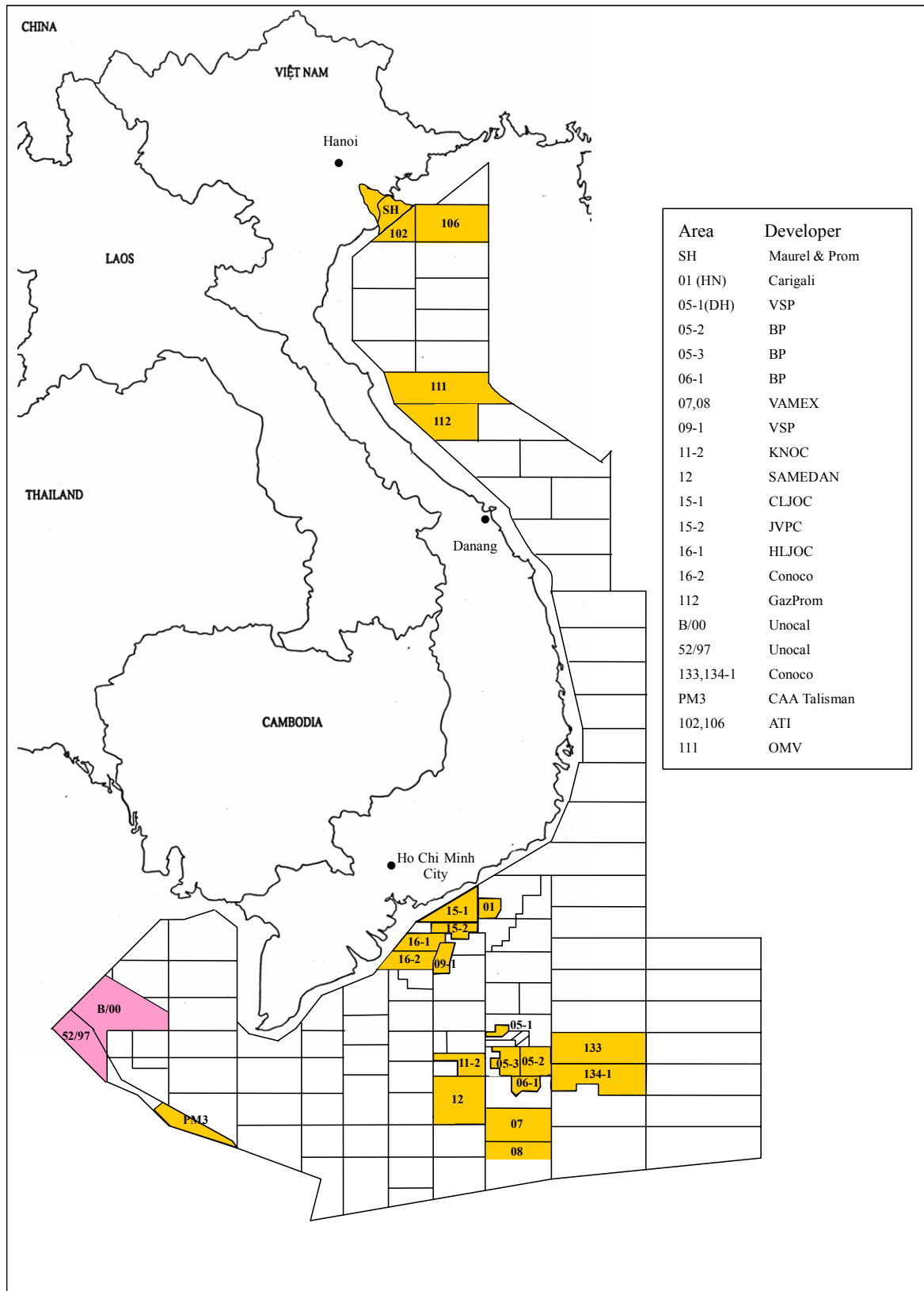


図 2-1-2 石油・ガス資源分布

Source: Guideline for Foreign Investment in Petroleum Projects of Vitenam Petrovietnam

表 2-1-2 ガス開発状況

Basin	Block	Developer	2P Reserves (BCM)	Annual Supply Capability	Supply & Development Plan	Remark
Cuu Long	9-1 (Bach Ho)	Vietso Petro JV (PetroVietnam 50%, Nestro 50%)	20	1.5	PM 2-1, Ba ria, LPG	Associated Gas under production
	9-1 (Rong)		25.5	1		Expected first gas in 2005
	01,02 (Ruby, Emerald)	Petronas Carigali/ PVEP				Associated Gas under production
	15-2 (Rang Dong)	JVPC/ Conoco/ PVEP				9
Nam Con Son	06-1(Lan Tay, Lan Do)	ONGC (India),BP	57	2.7	Phu My 1 Phu My 2-2 Phu My 3 Phu My 4	First gas planned 2003
	11-2 Rong Doi, Rong Doi Tay, Rong vi dai	KNOC (Korea), Mobil	30	1.3	Phu My 2-2	Under development
	05-3 (Moc Tinh)	BP/Conoco	20	1.3	No plan	Under projection
	05-2 (Hai Thach)	BP	47	1-2	No plan	Under appraisal & development
Malay-ThoChu (Southwest offshore)	B, 48/95, 52/97	Unocal MOECO PV (PVSC)	90	2-4	Depending on gas market	Under appraisal & development
	PM-3 CAA	Petronas, PV-Co owners (50:50)	50%*52	50%*2.5	Power & Fertilizer complex in Ca Mau	First gas to VN by the end 2005
Song Hong	Thai binh (Tra Ly River), D14, Tien Hai C	Maural & Prom (France), Petro Vietnam	4	0.08	Local Industry	Operation partially
Total			328.5	12.6-15.6		

Source: Petrovietnam

(3) 石炭

石炭鉱床は主に北部の Quang Ninh 省の Hon Gai 地溝帯に分布しており、西は Uong Bi から東は Cai Bau までの 125km に渡っている。石炭鉱床の地質年代は若いですが、地殻変動運動の強い圧力を受け、瀝青炭から半無煙炭および無煙炭へ変化した。2003 年時点での地下深度 300m までの石炭の確認埋蔵量は、約 38 億トンである（表 2-1-3）。炭種別に見ると、無煙炭および半無煙炭が 85%、長炎炭（褐炭）が 5%、泥炭が 10%とほとんどが高カロリー、低硫黄の無煙炭である。また、埋蔵量の露天と坑内の比率は 2 : 8 となっている。

さらに、Red river 流域に亜瀝青炭の大鉱脈が発見されており、2003 年 1 月に完了した NEDO による調査では、約 950km² の範囲で、1,200m 以浅に約 16.4 億トンの予想埋蔵量が確認された（表 2-1-4）。このうち、確定埋蔵量は、400m 以浅で約 5.1 億トンである。亜瀝青炭の組成は、平均で水分 18%、灰分 7%、揮発分 36-37%、発熱量 5,000kcal/kg、硫黄分 0.5%となっている。

表 2-1-3 石炭埋蔵量 (Unit: million ton)

Mine area	Certainty of exploration				Exploitation	
	A+B+C1+C2	A+B	C1	C2	Open pit	Underground
Cam/Pha	1,316.05	267.99	623	425.06	237	991
Hong Gai	526.91	37.31	247.77	241.83	54	513
Uong Bi	1,328.98	79.99	682	566.99	22	1,392
Interior	636.59	53.44	427.71	155.44	172	93
Binh Minh Khoai Chau	145.96		122.91	23.05		119
Total	3,808.53	438.73	1,980.48	1,389.32	881	3,109
Type of coal						
Anthracite	3,238.20	395.31	1,595.91	1,246.98	388	2,980
Long frame (Lignite)	215.23	42.84	149.56	22.83	97	121
Fat coal	6.91	0.58	6.18	0.15		7
Peat	348.19		228.83	119.36	396	

Source: Vinacoal, 2003

表 2-1-4 紅河デルタ炭量総括表 (Unit: 1000 ton)

Seam	K.S Syncline - Binh Ninh Anticline				F.K.Fault - K.S Syncline	Binh Ninh Anticline.- Binh	Gross Total
	Middle				West	East	
	Measured	Indicated	Inferred	Total	Inferred	Inferred	
	< 400m	400-800m	800-1200m		< 1200m	< 1200m	
V17	38,520	86,697	72,734	197,951	15,756	8,789	222,496
V15	52,369	94,889	64,671	211,929	17,573	20,030	249,532
V14	88,664	131,867	73,434	293,965	34,216	19,738	347,919
V4	88,055	86,563	53,516	228,134	14,874	21,042	264,050
V3	243,602	164,478	81,222	489,302	42,123	23,826	555,251
Gross Total	511,210	564,494	345,577	1,421,281	124,542	93,425	1,639,248

Source: 紅河デルタプロジェクト, 2003年1月, NEDO

2.1.3 エネルギー開発計画

(1) 水力

水力は再生可能でかつクリーンなエネルギーであるとともに、ほとんどが初期投資であるため、一旦開発されれば、為替変動の影響を受けず 100 年の長期に渡り安定かつ低廉な電気を供給できるという大きなメリットがある。従って、豊富な包蔵水力を活用し、経済性が得られる範囲で積極的に開発を進めることとしている。

最新の電源開発計画では、2003 年から 2020 年にかけて、合計で 12,135MW の新規水力

開発が行われる予定となっており（地域別内訳は、北部 54%、中部 29%、南部 17%）、既設水力発電設備量 3,945MW と合わせると、水力発電設備量は 16,080MW となる。この結果、2020 年には開発可能な設備量の 91%の開発が完了する見込みである。

(2) 石油・ガス

第 5 次マスタープランに記載された石油及びガスの開発計画を表 2-1-5 に示す。2002 年末時点で、石油火力発電所は Thu Duc 発電所（165MW）と Can Tho 発電所（33MW）の計 198MW のみ（IPP を除く）で、いずれも輸入重油を使用している。また、将来的にも O Mon 火力発電所（600MW）が計画されているが、2010 年の南西沖ガス田から O Mon までのガスパイプラインの完成後は、ガスを使用する予定である。

一方、ガス開発量の急激な拡大を背景に、ガス火力発電所は、2003 年から 2020 年の間に 10,483MW が開発される予定となっている。ガス火力発電所は、中部地域に計画中の Quang Tri 地点（720MW）を除いて全て南部地域に位置し、北部地域でのガス火力開発は計画されていない。なお、現時点のガス供給価格はプラットホーム価格で 1.8US\$/mmbtu 程度であり、これにパイプライン輸送価格等が付加される。

表 2-1-5 石油・ガス開発計画 (Unit: million m³ OE)

	2000	2005	2010	2020
Oil Production	16.5	17.6-18	20.6-21.6	11-18
Gas Production	1.5	6.7	11.5-13.5	14-18

Source: Institute of Energy, 2003

(3) 石炭

最新の石炭開発計画を表 2-1-6 に示す。2002 年の石炭平均販売価格（選炭工場出口）は VND319/kg（発電用：VND305～332/kg）と極めて安い。また、石炭産業は完全な国内産業であるため、発電への販売価格も国内通貨ベースであり、為替変動を受けず安定している。さらに、石炭の主な需要家は発電とセメントであることから、貴重資源の枯渇に対する心配もガスに比べるとかなり小さい。石炭火力は、北部の主力電源として積極的に開発することとしている（2003 年～2020 年の間に 5,800MW）。

資源賦存量の偏在から既存の石炭火力発電所は全て北部地域に位置するが、豊富なポテンシャルと価格の長期安定性を考慮し、最新の電源開発計画では、輸入炭、あるいは、北部地域で採掘された国内炭を海上輸送し、南部地域で石炭火力発電を行う計画が織り込まれている。Vinacoal へのヒアリング結果では、南部地域への石炭輸送価格は、4,000～6,000 トンタンカーを使用する場合、Nui Xuoc まで US\$5/トン、HCM City US\$7/トン、Kien Giang

US\$10/トン程度と想定されている。

表 2-1-6 石炭開発計画 (Unit: 10⁶ ton)

	2000	2005	2010	2015	2020
Coal Production	10.5-11.0	12-13	14-15	—	15-20
	10.5-11.0	16	24	27	30

Source: 上段：5th Master Plan of Electric Power Development in Vietnam, Jun. 2001

下段：Vinacoal M/P, 2003

2.1.4 エネルギー需給計画

第5次マスタープランに記載された一次エネルギー需給見通しを表 2-1-7 に示す。一次エネルギー需要は、2000年から2020年まで年率平均8.2%で増加する見込みとなっている。一方、供給面では2010年まで供給余剰の状態が続くが、その後は、石炭及びガスの供給量増加率が鈍化することにより、2020年には一次エネルギー需要の28%程度が不足する予想となっている。

表 2-1-7 一次エネルギー需給計画 (Base Scenario)

	2000		2005		2010		2020	
		KTOE		KTOE		KTOE		KTOE
Energy Demand		18,131		27,878		44,360		88,228
Domestic Supply		27,766		37,426		50,086		63,324
Coal (mil. ton)	11.6	6,501	16.2	9,053	22.8	12,772	30.1	16,846
Oil (mil. ton)	16.3	16,564	20.0	20,324	21.6	21,989	18.0	18,324
Gas (bil. m ³)	1.6	1,440	4.5	4,050	8.8	7,939	18.0	16,200
Other (TWh)	14.6	4,314	17.9	3,999	35.1	7,386	58.4	11,954
Surplus/Shortage		+9,635		+9,548		+5,726		-24,904

Source: Institute of Energy, 2003

2.1.5 エネルギーセキュリティ

ベトナムはエネルギー資源に恵まれているが、各エネルギーのポテンシャルと開発計画から、エネルギーセキュリティバランスを計算した結果は表 2-1-8 に示すとおりである。

このペースで一次エネルギー開発が進んだ場合、確認埋蔵量ではガスは2030年までしか供給できないことになるが、石炭は2120年以降までと長期に供給可能である。つまり、現在開発が計画されているガス火力発電所がその耐用年数間(25年)運転可能であるためには、さらに、300BCMの埋蔵量の確認が必要である。

また、世界的に見ても、発展途上国の経済発展に伴いエネルギー需要の伸びが顕著であ

り、マレーシア、タイなどは長期的なエネルギー供給安定の観点から、石炭火力の開発を推進している。したがって、発電用の海外炭の輸入価格は今後上昇するものと想定されることから、豊富な国内炭の生産性を向上させ、低価格で必要量を供給できるようにすることも重要である。

表 2-1-8 一次エネルギーセキュリティバランス (Base Scenario)

	Potential (upper::measured) (lower:inferred)	Exploitation Volume (2000-2020)	Residual Quantity	Exploitable years after 2020
Coal (mil. Ton)	4,500	435*	4,075	≥ 100
	10,000		9,575	≥ 200
Gas (bil. m ³)	330	162	168	≤ 10
	617		455	≤ 30

*:Based on the exploitation plan of Vinacoal

2.2 電力セクター

2.2.1 組織体制

ベトナムの電力セクターでは、工業省 (MOI) が政策の企画立案を担当し、工業省の管轄下の EVN が、発電、送電および配電を一貫して運営している。大規模な設備投資の企画立案や電力料金の決定以外は、原則 EVN に権限が委譲されている。具体的には、EVN が直轄企業 (発電所、給電指令所、地域送電会社 4 社) を通じて全国の発送電事業を行い、傘下の独立採算組織 (Independent Accounting Unit) である地域配電会社 7 社 (ドンナイ PC、ハイフォン PC、ハノイ PC、ホーチミン PC、PC1、PC2、PC3) に電力を卸売りしている (図 2-2-1)。EVN における意思決定は、最高意思決定機関である Board of Management (BOM) と業務執行を指導監督する機関である Board of Directors (BOD) が行っている。

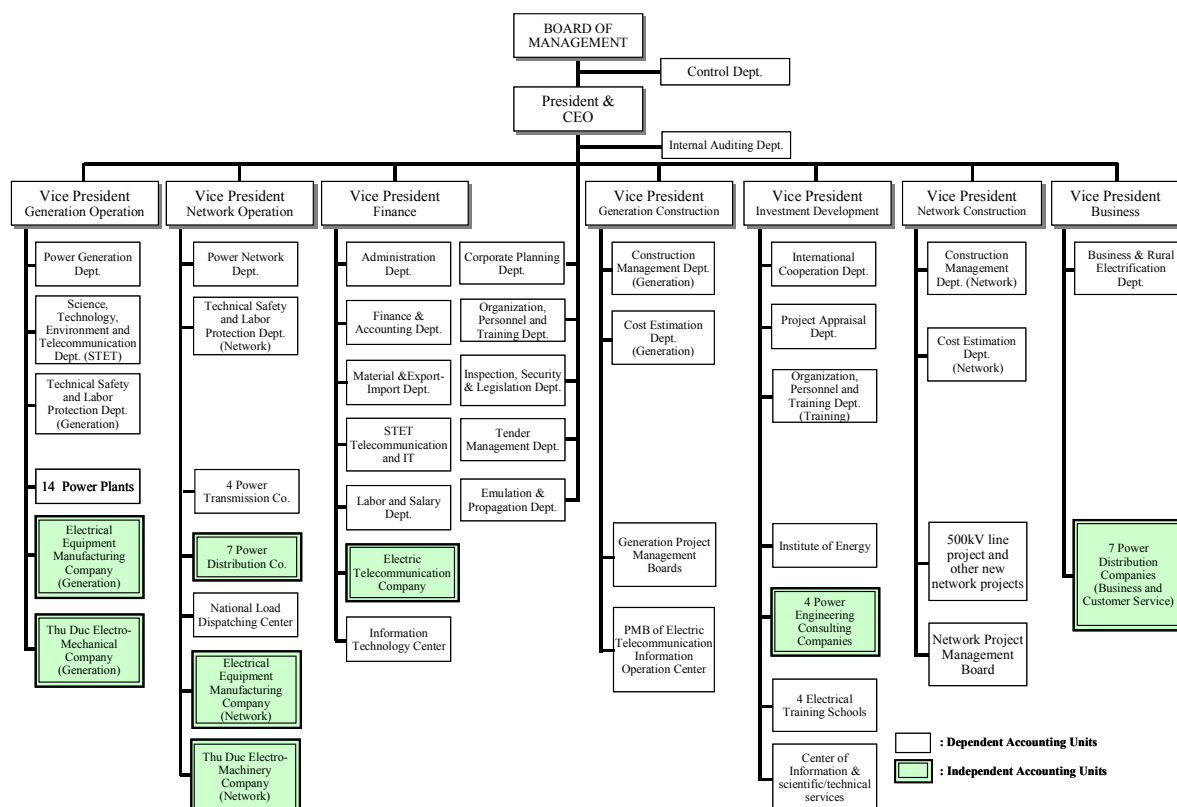


図 2-2-1 EVN 組織図

Source: Annual Report 2002, EVN

2.2.2 電力需要

ベトナムの気象変化、経済状況と併せ、電力量、ピーク需要、負荷曲線の実績を調査し、電力需要の現況を分析する。

(1) 気象

ベトナムは、アジアモンスーン地方に属す。南部は熱帯、北部は亜熱帯と気候が大きく異なる。北部は四季があり、気温の季節変動が大きい。5月頃から平均気温25度以上となって夏が始まり、6月、7月は高温多湿の天候が続く。7月、8月はしばしば台風が襲来して豪雨をもたらす。12月末から3月末にかけて雨が降り続き、気温が10度前後に下がる日もある冬が続く。一方、南部は5月から10月までの雨季と11月から4月までの乾期の2シーズンであり、平均気温は年間を通してあまり変化しない(図2-2-2)。

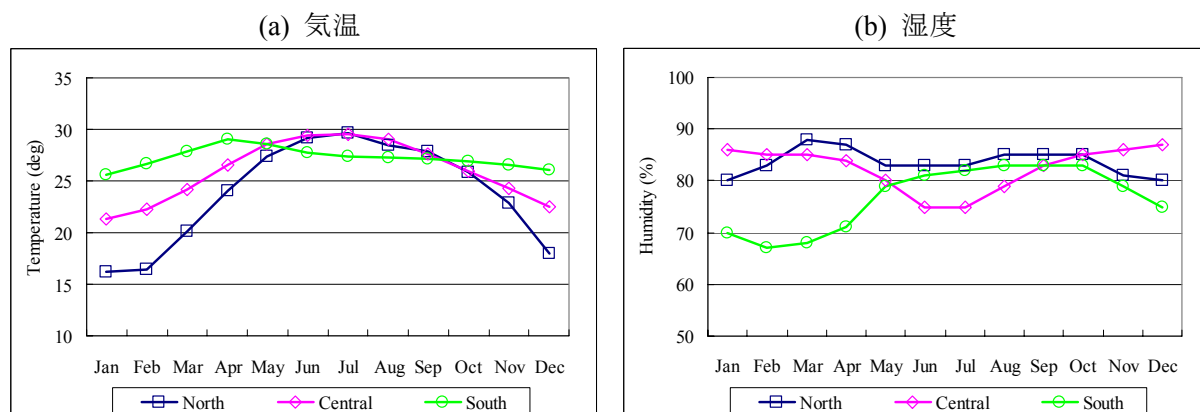


図 2-2-2 月別・地域別気象変化

Source: Hydro-Meteorological Data Center, Hanoi

(2) 経済

1990年以降のベトナム全国の人ロ、実質 GDP、消費者物価指数、並びに、商業エネルギー需要の推移を、表 2-2-1 に示す。ベトナム経済は堅調に成長を続けており、1990年から2000年の年平均 GDP 成長率は約 7.5%に達している。この間、GDP per capita は US\$206 から US\$356 へと増加している。消費者物価指数の推移は比較的安定しており、1995年以降5年間の平均上昇率は 3.7%となっている。一方、商業エネルギー消費量については、1990年から2000年の年平均増加率は 0.5%に留まっている。

表 2-2-1 マクロ経済指標の推移

Index	Unit	1990	1992	1994	1996	1998	2000
Population (10^6)	—	66.20	68.99	71.68	74.30	76.52	78.52
GDP (10^9)	1995 US\$	13.61	15.67	18.44	22.08	25.27	27.93
GDP per capita	1995 US\$	205.65	227.17	257.19	297.18	330.17	355.74
CPI	1995=100	na	na	na	105.68	116.99	119.72
Energy Use	10^3 KTOE	24.69	25.82	28.02	32.09	34.26	na
Energy Use per capita	KGOE	372.96	374.26	390.87	431.92	447.73	372.96

Source: World Development Indicators, WB

(3) 電力需要の現況¹

a. 年間需要

1) 年間電力量

図 2-2-3 に示す通り、電力消費量については、1995 年から 2002 年の間、年率平均 15% で急速に増加し続けている。この結果、1995 年以降 6 年間における電力消費量の対 GDP 弾性値は 2 を上回り、周辺国の実績値である 1.0~1.5 と比較して大きな値を示している。また、需要家別では、家庭用（約 5 割）と産業用（約 4 割）が大半を占めている。

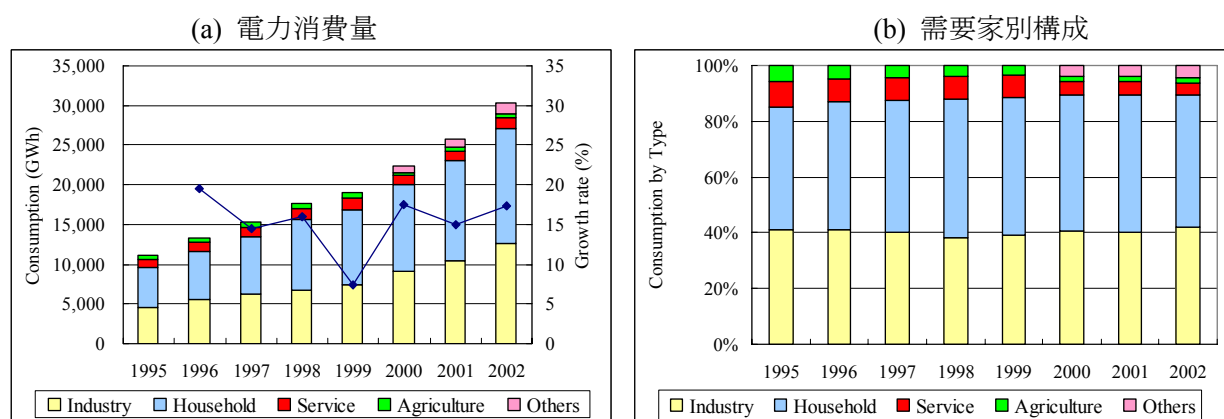


図 2-2-3 需要家別電力消費量の推移

電力消費量を地域別に見ると、図 2-2-4(a)に示す通り、北部、中部、南部の比率が 4 : 1 : 5 程度となっている。電力量の伸び率は、1995 年から 2002 年の年率平均で、北部 13%、中部 17%、南部 16%と、北部地域の構成比率が若干減少傾向にある。需要家別構成では、北部及び中部は家庭用が中心である。一方、南部地域では、GDP に占める産業部門比率が他地域よりも高いことを背景として、産業用と家庭用が拮抗する需要構造を形成している。

¹ 電力需要の実績値は、IE 及び NLDC から入手したデータによる。

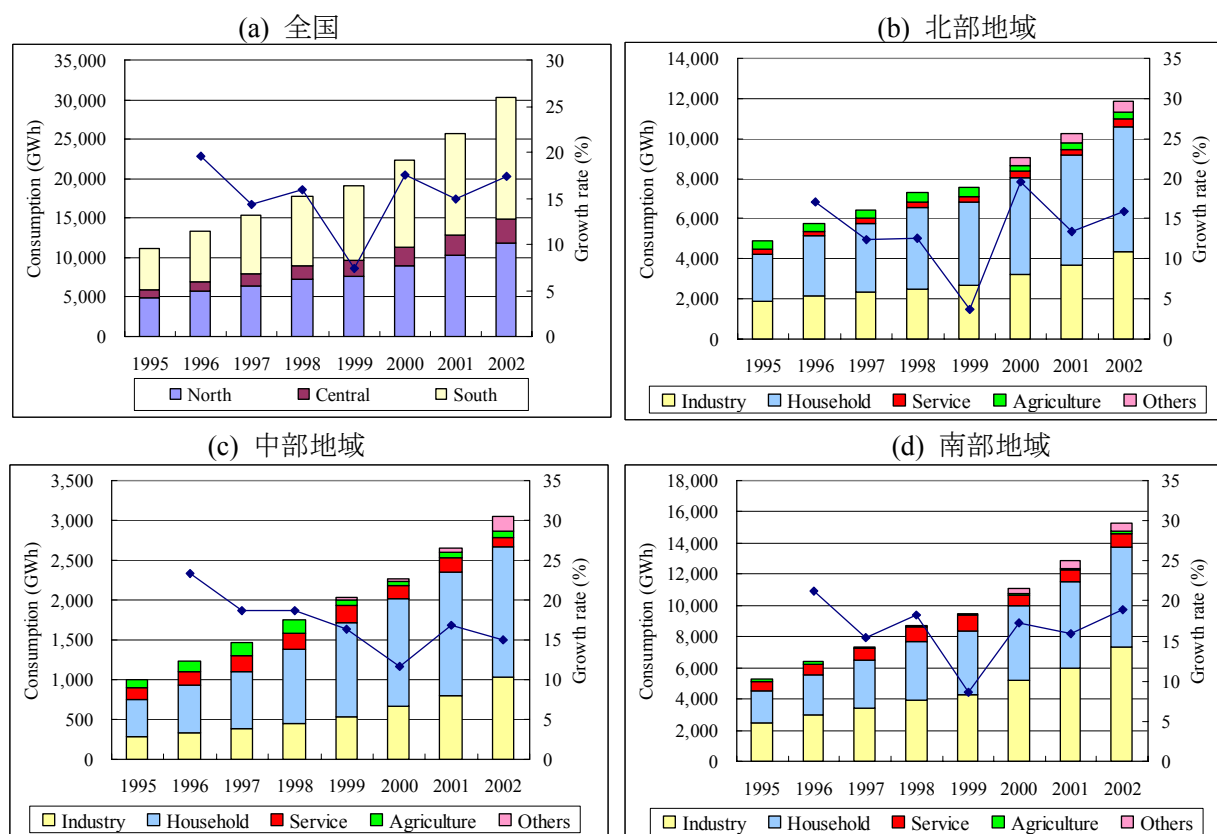


図 2-2-4 地域別需要家別電力消費量の推移

2) 年間最大電力

年間最大電力並びに年負荷率の推移を図 2-2-5 に示す。1995 年から 2002 年の間、最大電力は年率約 14%で急速な増加を続けており、2002 年の実績は 1995 年の 2 倍を上回る 6,554MW に達している。地域別では、平均年増加率は中部地域が最も大きく 19%、次いで南部 15%、北部 12%となっており、いずれの地域も堅調な増加傾向にある。

年負荷率は、北部及び中部地域では約 55%、南部地域で 70%弱と二極化している。この主な要因としては、以下のものが考えられる。

- 北部・中部地域は負荷変動の大きい家庭用需要が中心である一方、南部地域では比較的フラットな負荷形状を示す産業用需要の比率が高い。
- 南部地域は、北部・中部地域に比べて季節間の気温変化が少ない。

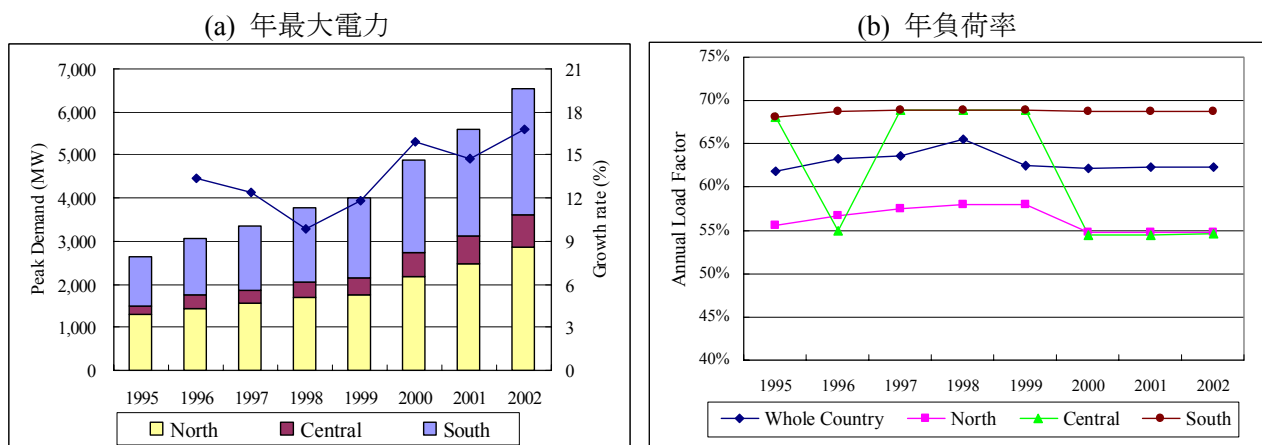


図 2-2-5 地域別年間最大電力並びに年負荷率の推移

b. 月別需要

1) 月別電力量

月別発電電力量に関し、1996年から2002年の全国値の推移及び2002年の地域別値を図2-2-6に示す。全国の月間電力量は、毎年7月頃に最大値、2月に最低値を記録している。地域別では、月別の気温差が大きい北部地域において、発電電力量の月別変動が大きい。一方、年間を通じて気温が高い南部地域では、1月～2月を除いて概ね安定的に推移する。

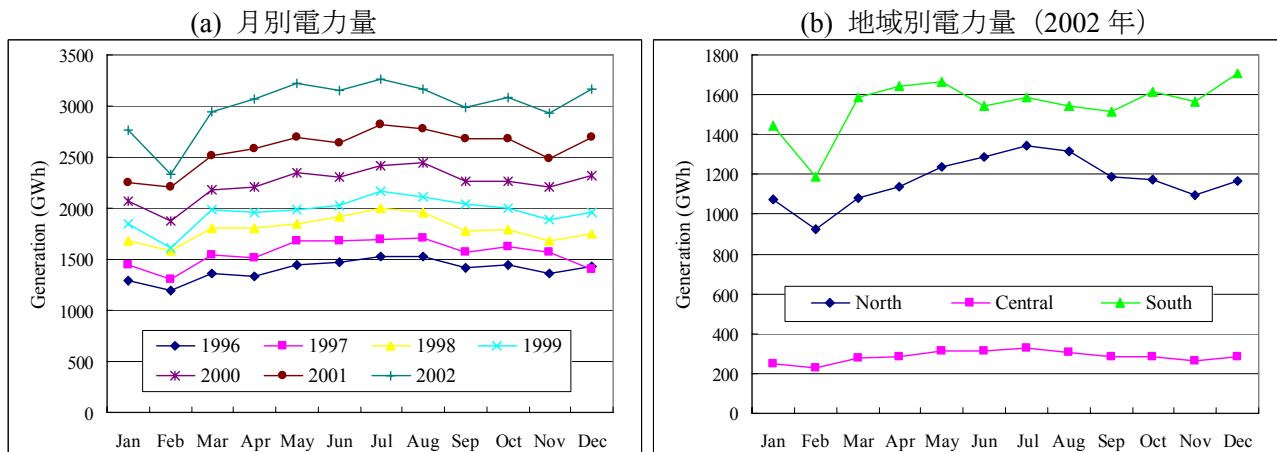


図 2-2-6 月別発電電力量の推移

2) 月別最大電力

1996年から2002年における、月別最大電力の全国値の推移及び2002年の地域別値を図2-2-7に示す。全国の月間最大電力は、毎年年末の11月前後に年間最大電力を記録している。これは、持続的な電力需要の増加傾向が気温変化等に伴う月別変動を上回っていることによるものであり、急速な経済発展段階にある途上国特有の事象である。なお、例年5

月から6月にかけて需要が減少しているが、これは、洪水期の水力供給力の減少（図2-2-7参照）による供給支障を回避するために、計画停電が行われているためと推察される。

地域別の月間最大電力についても、全国値と類似した傾向が表れている。

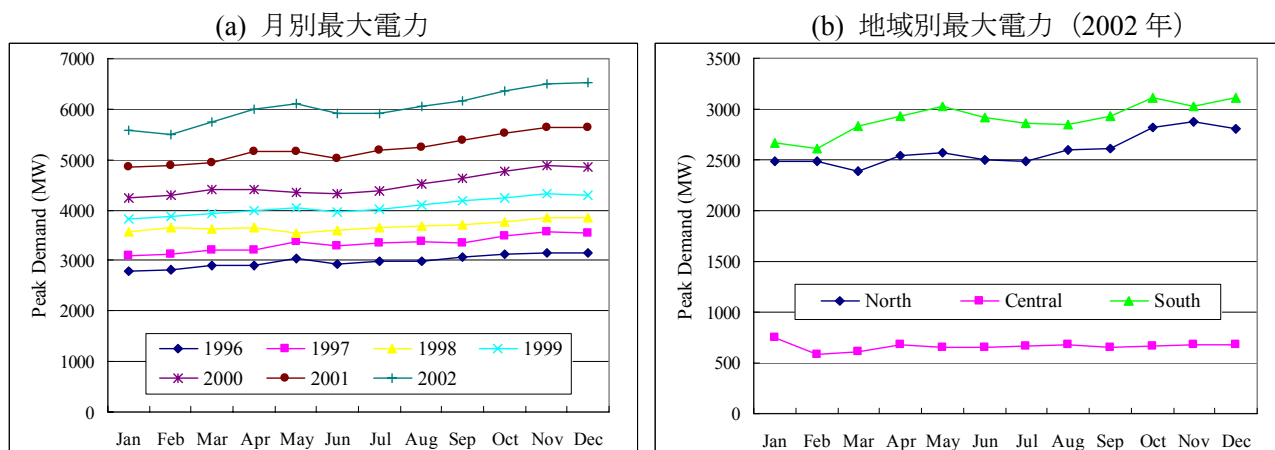


図 2-2-7 月別最大電力の推移

c. 日間需要

全国及び地域別の日負荷曲線（年平均値）の推移を図2-2-8に示す。

ベトナムの日間需要は、二瘤型の負荷形状となっている。すなわち、産業用需要により午前11時頃に昼間ピークを示した後、午後7時に電灯需要で一日の最大電力を記録するというものである。一日の最大電力と最低電力の差は、全国平均では50%程度であるが、北部と中部で50~60%と大きくなっているのに対し、南部では40%程度に留まっている。また、各地域とも夜間の電灯ピークが昼間ピークを上回っているものの、昼間ピークの伸びにより、両者の差が急激に縮まってきていることが特徴的である。特に、負荷変動の少ない南部地域では、2002年時点で電灯ピークと昼間ピークの差がほとんどなくなっている。昼間需要の急伸という過去のトレンドが今後も継続すると仮定した場合、何れの地域においても早晩昼ピーク型に移行するものと予想される。

曜日別日間需要については、図2-2-9に示す通り、軽負荷の日曜日とそれ以外の曜日に概ね二分される。両者の差は南部地域において顕著であり、最大で20%程度の差が生じている。他方、需要規模の小さい中部地域では、大きな差は見られない。

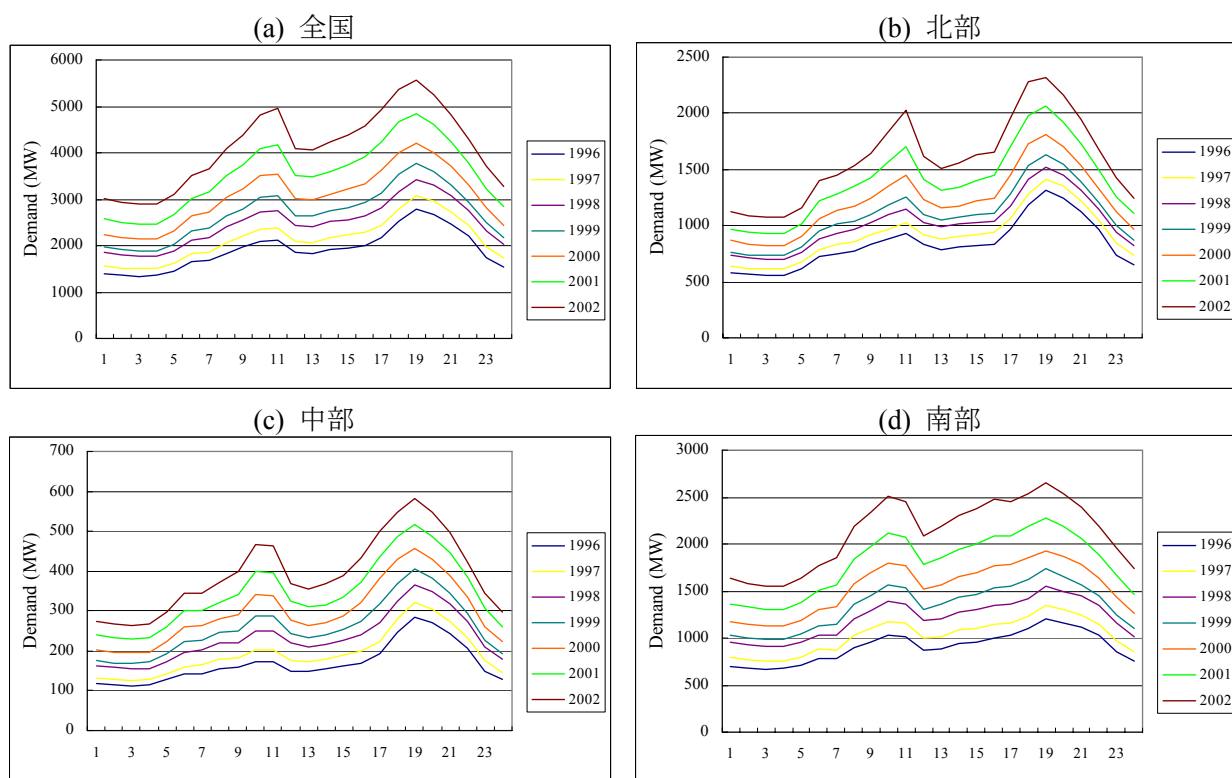


図 2-2-8 日負荷曲線の推移 (年間平均値)

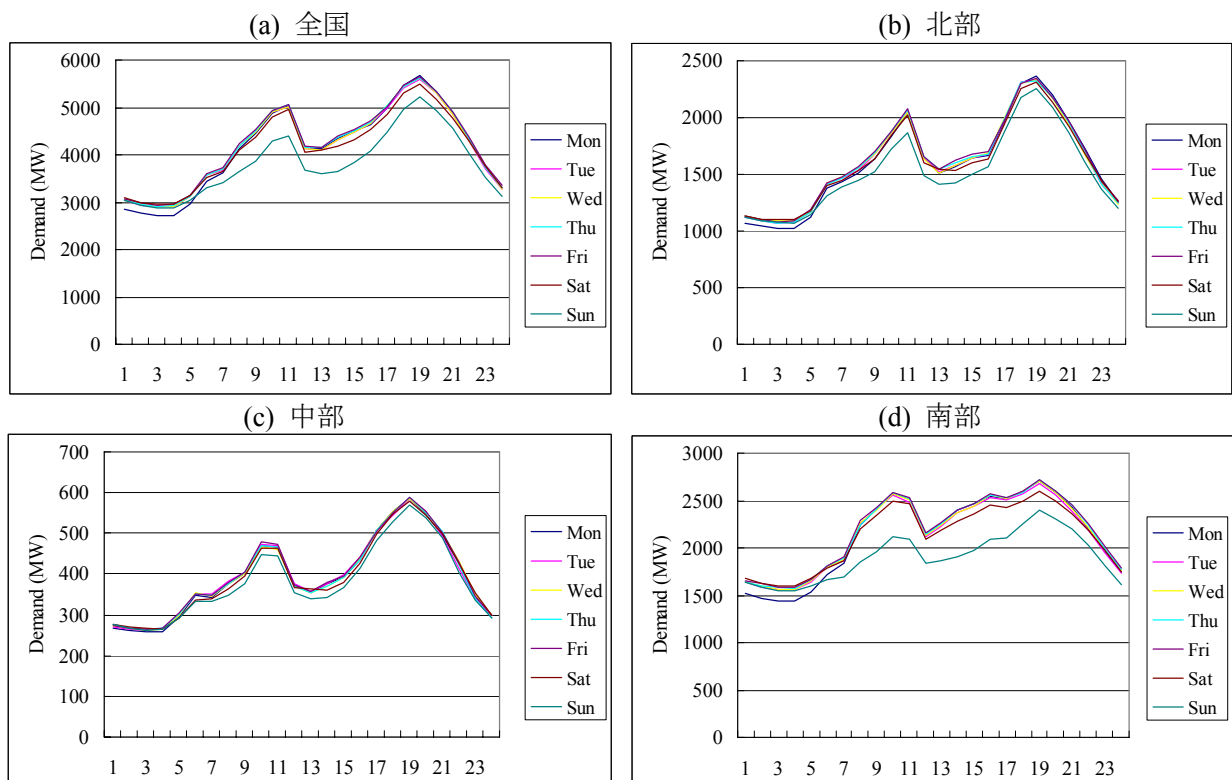


図 2-2-9 曜日別日負荷曲線 (2002 年平均値)