

第 2 章 ベースライン調査

2.1. 電力行政

2.1.1. 序 論

電気事業の体制については、平成 12 年 6 月、国際協力銀行による「ヴィエトナム社会主義共和国電力セクター調査報告書」に詳述されており、本調査は、わずか 4 ヶ月後に実施されたので、その骨子は変わっていない。即ち、1995 年以降産業省 (MOI) の管轄下にヴィエトナム電力公社 (EVN) を設立し、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、傘下の地域配電会社 7 社に電力を卸売りする形態となっている。地域配電会社は最終需要家へ直接電力を供給する他、地域 (Commune) の電気事業ユニット (Agricultural Cooperative その他) を通じて最終需要家に電力を供給するという 2 形態で運用されている。

この他、EVN の送配電網から外れた遠隔地では、農業・地方開発省 (MARD) が小水力発電所を建設し、その運用をコミューンに移管している所もある。

2.1.2. 関連省庁

電力供給を直接管轄する MOI の他電力行政に関する省庁として計画・投資省 (MPI) 科学技術・環境省 (MOSTE), 農業・地方開発省 (MARD) がある。

MPI は経済計画や外国からの援助・投資を一括処理する機関であり、「経済社会 5 ヶ年計画」など国家計画を策定する他、投資に係る法整備や許認可などを主な業務としている。更に当初 MOI が作成することとなっていた国家エネルギー政策立案を MPI が行っており、2000 年 3 月に第 1 次原案を MOI を通じて政府に提出し、政府からのコメントを基に第 2 次原案が 2000 年 10 月に完了している。

MOSTE は科学技術に関する研究開発や環境政策の策定, 環境規制の整備・執行等を行っている。電力部門においても環境規制や原子力発電導入に大きくかかわっている。

電力部門に対する現行の環境規制は、1994 年に施行された「環境保護法」がベースになっているが、環境保護法施行以前に完成した発電所の取扱いや新しい発電所でも環境設備に対する

投資が問題となる等、様々な問題を抱えている。

MARD はその言葉「農業・地方開発省」からは電力行政、電力供給体制とは関係がないような印象を受けるが、歴史的な背景や水資源の開発保全に関する担当官庁であり、電力供給、特に水力発電部門に大きな影響力を有している。

特に、1998年5月20日に発布された水資源に関する法律 (The Law of Water Resource) の第58条に水資源に関する国家の管理権限として、1) 政府は水資源の統一的な国家管理を行使する、2) MARD は、水資源に関する国家管理機能の実施について政府に責任を負う、と規定し、更に「MARD は洪水および暴風雨の防止およびその対処を指揮する中央委員会の常設機関である」(第65条)と明記され、現にホアビン貯水池(発電所容量1,920 MW)の洪水期における水位予備低下および洪水時の余水吐からの放流にはMARDが指導的役割を演じている。

またMARDには下部機関の水資源研究所があり、その下の水力発電センター(HPC; Hydro Power Center)では、農業用のダムに併置して小水力発電所を建設してきた。そのためHPCは、小水力発電所用機器の製造工場を持っており、地方電化のうちEVNの電力網から離れた地域での小水力発電の計画・調査・建設を行っており、1999年より地方電化はMOIとEVNの責任となったにも係らず、依然としてMARDの役割は大きい。

特筆すべきは、第5次電力開発マスタープラン(2000年3月)によればSon La水力(3,600 MW)の第1号機(360 MW)が2012年に投入される計画となっている。

このプロジェクトはヴェトナム北部の大河であるHong川(紅河)の支流Da川に位置し、1989年に運転を開始したHoa Vinh発電所(1,920 MW)の貯水池の上流端付近に高さ176mのダムを築造して3,600 MWの水力発電所を作ろうとするもので、満水時の湛水池面積は428.9 km²、総貯水量は254億 m³で、影響を受ける人員は92,480人と報告されている。

この住民移転問題は環境面で最大の関心事であるが、この移転計画は現況調査と併せてMARDが担当して行っている。これはMARDの説明によれば、EVNは湛水予定地内に一つも出先機関がないので、多くの出先機関を有するMARDが行っているとの事である。

以上の通り、水力発電開発ではその規模の大小に係らず、MARDが大きく関与する事を見逃してはならない。

2.1.3. 新電力法

1995年 EVN 設立時より、国家、政府、EVN それぞれの役割を明確化し、行政と事業の分離を計る必要があった。これが、民間資金導入、市場開放の方向に向けての取組み開始と共に、電力法制定の動きが高まり、世銀支援のもと MOI のワーキンググループが原案を作成し、専門家がこの原案にコメント出す等して練られて行った。また、MOI はこの電力法を基にした政令 5 本を準備中で、うち 2 本は ADB の支援、3 本は MOI 独自で行っている。

電力法案は起案以来 4 年以上が経過し、現在作成したものは第 12 次案で、MOI によると最終案を 2000 年の終わりに政府に提出し、約 1 ヶ年法務省 (MOJ) で審査の上、国家評議会 (National Assembly) に向け、うまくいけば 2001 年の終わりに発布される見通しである。

この電力法について、去る 2000 年 9 月 26, 27 日の 2 日間、WB, ADB および MOI の円卓会議が開催され、副首相の Hoang Trung Hai は、「ヴェトナムで法規の枠組みを改良する必要があること、MOI に原案作成を課し、ワーキンググループが WB と ADB の支援で法案と付随する政令の原案を作成して来たが、未だ多くの重要項目が未解決で、法案内での一貫性を欠く所もある。不可欠の項目は中央計画経済から市場経済に如何に移行して行くかである。」ことを指摘した。

この円卓会議では、電力セクターの種々の点について議論されたが、電力法に関して国際顧問の Harvey Saldo 氏が電力法に何が盛り込まれるべきかを 13 項目に要約した。即ち、

- (1) この法律の目的を明確に述べる。
- (2) 効果的な法規を確立するメカニズムを作る事が必要
- (3) 調整者の機能を明記すること
- (4) 調整者を調整される会社から分離すること
- (5) 調整者を政府から分離すること
- (6) 調整者の日々の運営に政府が関与するという論点を処理すること。国際的な経験では政府の関与は非常な無理がある
- (7) 調整者は免許された者からの情報収集能力、調査実施能力および罰を課する能力を保証すること
- (8) 誰が免許を与えるか、どんな約定および条件で許可するかを述べること
- (9) 法律は料金を如何に設定するかを論じるべきである
- (10) 法律は移行期間および如何に扱うかに言及することが重要である
- (11) 顧客の権利と義務を設定することが重要

- (12) アピール過程が必要
- (13) 誰が二次的法令の発布に責任があるかについて決定すること
- (14) 最も重要なことは発布当初の時期にこの法律が如何に機能するかということである。

この円卓会議の最後に、世銀の Malhota が次のように示唆した。

この円卓会議の結論を集約 WB/ADB チームの報告書として政府に提出する。この方針が同意された後、電力法第 12 次原案を修正する事が必要である。最後にこの法律の国家評議会への説明のための時間表に沿った実行方針を持つことが必要となる。

(WB/ADB/MOI ROUND TABLE ON ELECTRICITY LAW AND POLICY, 26/27 SEPTEMBER 2000, SUMMARY DISCUSSION より引用)

2.1.4. 電力法（案）（MOI で作成した原案で最新のものであるが最終案ではない）

序 論

電気は、国の近代化、工業化に重要な役割を演じ、社会経済発展の高揚に貢献し、国家防衛と安全を保障し、人民の生活を改善する。

国家の利益を守るために、公共および個人の権利と利益を正当化し、電力開発の国家政策の実施を保障し、社会主義者の方針と共に国家経営の下で、多機関の市場経済における電力活動のための法的環境を確立する。

ヴェトナム社会主義共和国の 1992 年憲法に従い、この電力法はヴェトナム社会主義共和国における電力部門の経営と活動を規定する。

第 1 章	総 論
第 1 条	適用の目的
第 2 条	適用範囲
第 3 条	定 義
第 4 条	電力投資の奨励と保護
第 5 条	電力製造および販売条件
第 6 条	電力生産および販売における競争
第 7 条	発電における独占禁止
第 8 条	電力活動における環境保護

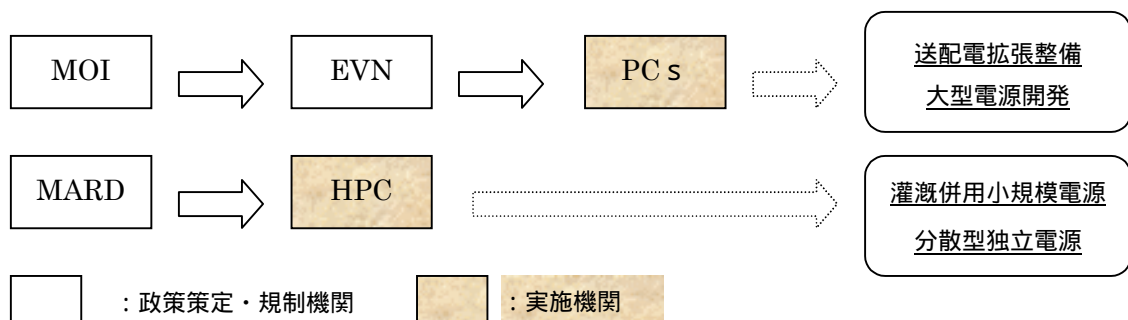
第 9 条	電気設備および施設の保護
第 10 条	農業用，農村，山間および島の電力
第 11 条	電力系の給電
第 12 条	電力活動の国際協力
第 2 章	電力事業者の権利と義務
第 13 条	電力事業者の権利
第 14 条	電力事業者の一般的な義務
第 15 条	発電事業者の義務
第 16 条	送電事業者の義務
第 17 条	配電事業者の義務
第 18 条	系統給電の義務
第 19 条	大容量電力販売事業者の義務
第 20 条	電力卸売事業者の義務
第 3 章	電力最終使用者の権利と義務
第 21 条	電力最終使用者の権利と義務
第 22 条	大容量最終使用者の権利と義務
第 23 条	安全で経済的な電気利用
第 4 章	電気の販売と利用
第 24 条	電気販売契約の実施
第 25 条	電気の支払い
第 26 条	電気計測器具
第 27 条	電気の品質
第 28 条	電力の中断と減少
第 5 章	電力部門の開発における計画と投資
第 29 条	電力開発計画
第 30 条	電力部門の開発における投資
第 31 条	電力設備の土地利用
第 6 章	農村，山岳および島嶼地域の電化
第 32 条	農村，山岳および島嶼地域の電化計画

第 33 条	農村，山岳および島嶼地域の電力開発方針
第 34 条	農村，山岳および島嶼地域の電化実施の責任
第 7 章	電力活動の免許
第 35 条	免許の原則
第 36 条	免許取得の条件
第 37 条	発電免許の権利放棄の権利
第 38 条	免許内容
第 39 条	免許交付の権限
第 40 条	免許交付の手続
第 41 条	免許の有効期間
第 42 条	保証金
第 43 条	免許の修正，訂正および取消し条件
第 44 条	免許の譲渡，売却および移管
第 8 章	電気料金
第 45 条	電気料金制定方針
第 46 条	電気料金制定と承認
第 47 条	電気料金の有効性
第 9 章	電力機器および設備の保護
第 48 条	電力機器および設備の安全規準と保護方針の公布
第 49 条	電力機器および設備の保護義務
第 50 条	実施調整
第 10 章	電力活動の国の管理
第 51 条	電力活動の国の管理の範囲
第 52 条	電力活動の国家管理の法的権利
第 53 条	電力開発の国家政策
第 11 章	電力規制
第 54 条	電力規制の内容
第 55 条	電力規制実施組織

第 12 章	電力活動の専門的監査
第 56 条	電力活動の専門的監査者の義務
第 57 条	電力活動の専門的監査者の司法権
第 58 条	電力活動の専門的監査に対する公共団体や個人の義務
第 59 条	電力活動の専門的監査下での公共団体や個人の権利
第 13 章	違反者の応報罰と取扱い
第 60 条	応報罰
第 61 条	違反者の取扱い
第 62 条	苦情・告発および告訴の権利
第 14 章	実施・見通し
第 63 条	既存の公共団体や個人の電力事業者のための実施
第 64 条	有効な既存の契約および協定のための実施
第 65 条	実 施

2.2. 電力事業経営

ヴェトナムの電力部門はその役割から以下の 2 つの系統が存在することを今回の現地調査で確認した。



電力事業経営に大きな影響を及ぼす電源開発計画および送配電網拡張整備計画は平成 12 年 3 月に作成された第 5 次マスタープランに記載されているが、その後需要等の見直しをし、この 9 月に修正版が完成したところである。

但し、第 5 次マスタープランは EVN 傘下の IE が作成しているため、HPC が実施する小水力の開発計画は含まれていない。

表 2.2-1 は修正版第 5 次マスタープランに記されている 2005 年までの需要・供給予測とそれに伴う必要投資額の計画表で一部調査団の分析用指標を追加している。この表から指摘される最大の問題点は借入額から必要投資額に回される額（率）が年々減少していくことである。2001 年では借入額の 50.8 %が投資に回されたのに対して、2005 年では借入額の僅か 4.3 %しか投資に回されず、残りの 95.7 %は対外債務の支払いに充てられる計画となっている。

この表では 2005 年までしか、資金計画が表示されていないが、2006 年以降は元本据え置き期間が切れるローンが次々と表面化し、資金計画は更に厳しくなるのではないかと懸念される。

表 2.2-2 及び表 2.2-3 は EVN の 1999 年度の年次報告書から財務部分を抜粋したものである。これらの表から以下の現状が伺える。

株主(自己)資本比率は年々低下しているものの、それでもまだ日本の電力会社の水準(10%台)に比べ高く、資本的には安定している事。

固定資産・資本比率が 1998 年度に初めて 100%を超えており、EVN が投資時代に入ったことを示している。

株主資本利益率は徐々に良くなって来ており、経営の効率が進んでいるように見える。しかし、損益計算書で判明するように 1999 年の税引き後利益の増加は売上税・輸入税の減額で達成できたものであり、経営の効率化は見かけ上であること。

表 2.2-1 の資金計画と表 2.2-2 , 表 2.2-3 からも EVN が既に新たな設備投資の時代に入っていることが判明し、その一方で将来の資金計画、或いは投資計画は資金援助無しでは成り立たないことが最大の課題であり、問題点である。

表2.2-1 ヴィエトナムの電力需要と必要投資額

(Unit: Billion VND)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Demand Forecast (GWh)						
Energy Sale (Base Case)	-	24,475	27,417	30,983	34,830	39,193
Energy Generation (Base Case)	26,000	29,570	33,106	37,065	41,497	46,459
<i>Increase Ratio of Generation</i>		14%	12%	12%	12%	12%
A Investment and Debt Service Requirement	15,605	17,462	18,816	19,752	21,095	24,183
1 Generation	9,840	9,060	8,161	7,081	7,506	8,114
2 Transmission and Distribution Lines and Substations	3,800	4,430	6,206	7,009	7,004	7,242
3 Others	346	365	436	436	436	406
<i>Sub total of Required Investment</i>	13,986	13,855	14,803	14,526	14,946	15,762
<i>Increase rate of Required Investment</i>		-1%	7%	-2%	3%	6%
4 Principal Repayment and (IDC)	1,619	3,607	4,013	5,226	6,149	8,421
<i>Increase rate of Principal Repayment and (IDC)</i>		123%	11%	30%	18%	37%
B Internal Fund and Loan	15,604	17,462	18,817	19,751	21,094	24,183
1 Government Fund						
2 Depreciation	4,077	4,835	6,299	6,852	7,837	8,856
3 Internal Fund at the beginning of year	284	8	60	2,134	3,429	4,084
minus: Internal fund at the end of year	(8)	(60)	(2,134)	(3,429)	(4,084)	(3,035)
Revenue allocated for Investment		1,652	3,718	3,874	3,544	3,844
Investment Fund	11	381	1,403	1,463	1,218	1,335
Loan	11,240	10,646	9,471	8,857	9,150	9,099
C allocated amount for Investment = loan - A.4	9,621	7,039	5,458	3,631	3,001	678
% of Required Investment	68.8%	50.8%	36.9%	25.0%	20.1%	4.3%

Source: EVN - 19/09/00

Note : % of Required Investment = Allocated amount for Investment / Subtotal of Required Investment

表2.2-2

EVN貸借対照表

	12月31日決算時点			対前年度増分		
	1997	1998	1999	1998	1999	1999
(単位: Billion VND)						
資産の部						
1 流動資産及び短期投資	14,652	14,379	15,054			
1.a 現金	4,072	4,086	5,307			675
1.b 短期投資	7	1	6			
1.c 売掛金	8,028	5,482	3,959			
1.d 在庫・消耗品	2,104	4,102	5,275			
1.e 他流動資産	433	691	491			
1.f 行政費用	8	17	16			
2 固定資産及び長期投資	20,745	28,337	35,165	7,592	6,828	
2.a 固定資産	20,033	18,213	18,747			
2.b 長期投資	28	43	122			
2.c 建設仮勘定	684	10,081	16,296			
2.d 前渡金	0	0	0			
3 資産の部総計	35,397	42,716	50,219	7,319	7,503	
負債の部						
4 買掛金	11,688	17,858	24,192	6,170	6,334	
4.a 短期負債	7,339	4,447	4,647			
4.b 長期負債	3,708	12,825	19,064			
4.c 他負債	641	586	481			
5 資本金	23,710	24,858	26,027	1,148	1,169	
5.a 基金	23,699	24,840	25,947			
5.b 予算	11	18	80			
6 負債の部総計	35,398	42,716	50,219	7,318	7,503	

出典: EVN Annual Report 1999

財務指標

株主資本比率 (5/6)	67.0%	58.2%	51.8%
固定資産・資本比率 (2/5)	87.5%	114.0%	135.1%
流動比率 (1/4.a)	199.6%	323.0%	324.0%
株主資本利益率 (ROE)	3.5%	4.6%	5.2%

註: ROE=税引後利益/資本金

表2.2-3

EVN損益計算書

	12月31日決算時点			対前年度増分		
	1997	1998	1999	1998	1999	1999
(単位: Billion VND)						
総収入	12,125	14,534	14,125	2,409	-409	
減額	884	1,061	3	177	-1,058	
減価償却費	1	0	0			
割引	1	0	0			
販売促進払戻	1	1	1			
売上税・輸入税	881	1,060	2			
売上純益	11,241	13,473	14,122	2,232	649	
売上原価	8,722	10,836	10,659			
総利益	2,519	2,637	3,463	118	826	
販売費用	286	205	254			
行政費用	493	844	998			
営業利益	1,740	1,588	2,211	-152	623	
財務収入	225	273	286			
所得税	0	1	0			
財務費用	18	205	534			
経常利益	1,947	1,655	1,963	-292	308	
その他収入	90	61	70			
所得税		2	2			
その他費用	38	24	29			
その他収益	52	35	41	-17	6	
税引前利益	1,999	1,690	2,004	-309	314	
所得税・諸税	1,160	535	645	-625	110	
税引後利益	839	1,155	1,359	316	204	

2.3. 開発計画

2.3.1. GDP 成長率の想定

ヴェトナムにおける GDP の成長率は、3つのシナリオがあり、それぞれ表 2.3-1 に示すとおりとなっている。1996 年から 2020 年までの 25 年間における GDP 平均成長率を低めの予想値で、6.4%/年、基準予想値で 6.8%/年、高めの予想値で 7.4%/年としている。

表 2.3-1 GDP 成長率

(単位：%)

	低めの予想値			基準予想値			高めの予想値		
	自 1996 至 2000	自 2001 至 2010	自 2011 至 2020	自 1996 至 2000	自 2001 至 2010	自 2011 至 2020	自 1996 至 2000	自 2001 至 2010	自 2011 至 2020
GDP	6.9	6.5	6.0	6.9	7.2	6.5	6.9	8.0	7.0
農業	3.6	3.1	3.0	3.6	3.1	3.1	3.6	3.1	3.0
工業	10.8	8.1	7.0	10.8	8.6	7.5	10.8	9.5	8.1
商業	5.7	6.6	6.0	5.7	7.8	6.6	5.7	8.8	7.0

出典：ヴェトナム電力マスタープラン概要報告書 2000 年 3 月

2.3.2. 電力需要の成長率

電力マスタープランでは、GDP の成長率をベースに電力弾性値を 1.5 として電力消費量を算出しており、その結果を表 2.3-2 に示す。基準予想値の消費電力量は 2000 年を基準にすると、2010 年では 2.7 倍で年平均伸び率は 10.4%、2020 年では 6.4 倍で年平均伸び率は 9.7%となっており、至近 10 年の電力需要の伸びを大きく想定している。

同様に最大電力は 2000 年を基準とすると、2010 年では 2.6 倍で年平均伸び率は 10.0%、2020 年では 6.0 倍で年平均伸び率は 9.0%である。

なお電力マスタープランは現在見直し中で、当初電力需要想定は GDP 成長率と電力需要弾性値を用いて算定していたが、今回 2001 年から 2005 年までの間についてはセクター調査の実施結果を電力需要の想定に反映することとなった。このことにより、電力需要の伸び率の基準値 10.2%は 12.0%に上方修正されることとなった。この上方修正を考慮したマスタープランは現在作業中であり、2001 年 1 月国会に提出され、承認後成案を得る予定である。

表 2.3-2 電力需要の伸び率

	(実績)	2000	2005	2010	2015	2020	年平均伸び率 (%)
低めの予想値							
消費電力量 (GWh)	14,360	26,000	42,409	64,553	96,906	142,113	9.5
設備容量 (MW)		4,477	7,141	10,680	15,803	22,849	
年間1人当り消費量 (kWh)	198	306	470	672	963	1,327	
基準予想値							
消費電力量 (GWh)	14,636	26,000	44,230	70,437	109,439	167,022	10.2
設備容量 (MW)		4,477	7,447	11,653	17,847	26,854	
年間1人当り消費量 (kWh)	198	306	490	734	1,087	1,560	
高めの予想値							
消費電力量 (GWh)	14,636	26,000	46,554	78,466	126,949	201,367	11.0
設備容量 (MW)		4,477	7,838	12,982	20,703	32,376	
年間1人当り消費量 (kWh)	198	306	516	817	1,261	1,881	

出典：ヴィエトナム電力マスタープラン概要報告書 2000年3月

参考までに 1990 年から 1999 年までの需要形態別消費電力量を示すと、表 2.3-3 の通りである。1990 年から 1999 年の 9 年間に消費電力量は大幅に増加し、産業用は 2.7 倍で年平均伸び率は 11.7%、農業用+家庭用は 4.0 倍で年平均伸び率は 16.7%、トータルでは 3.2 倍で年平均伸び率は 13.8%である。

下表で 1995 年に農業用が大幅に減じ、家庭用が大きく増加しているのは、地方の家庭用消費電力量の計上方法を農業用から家庭用に変更したためである。

ロス率は 1992 年の 25.6%を境に年々低下し、1999 年には 15.5%にまで小さくなっている。

表 2.3-3 需要形態別消費電力量 (1990 年～1999 年)

(単位：GWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999 (予想値)
産業用	2,845	3,080	3,197	3,477	3,944	4,614	5,503	6,163	6,781	7,590
比率 (%)	46.0	46.8	46.1	44.4	42.5	41.3	41.1	40.3	38.4	38.7
農業用	587	806	975	1,147	1,359	632	643	691	715	582
比率 (%)	9.5	12.2	14.1	14.6	14.6	5.6	4.8	4.5	4.0	3.0
家庭用	2,035	2,050	2,153	2,518	3,131	4,929	6,136	7,221	8,849	10,020
比率 (%)	32.9	31.2	31.1	32.1	33.7	44.1	45.9	47.2	49.7	51.1
その他	718	645	606	697	850	1,010	1,092	1,228	1,380	1,400
比率 (%)	11.6	9.8	8.7	8.9	9.2	9.0	8.2	8.0	7.9	7.2
合計	6,185	6,583	6,931	7,839	9,284	11,185	13,374	15,303	17,725	19,592
年伸び率(%)		6.4	5.3	13.1	18.4	20.6	19.2	14.8	15.7	10.5
ロス率 (%)	25.4	25.5	25.6	24.0	22.5	21.7	19.3	18.2	16.1	15.5

出典：ヴィエトナム電力マスタープラン概要報告書 2000年3月

2.3.3. 需給バランス

2000年～2010年の最大電力需給バランス（基準予想値）を表2.3-4に示す。最大電力需給バランスは、50%以上の予備率を持っているが、これは発電設備が全出力を発生できるとした場合のことである。水力電源が多く、しかも夏期においては、洪水調整のためダム水位を下げざるを得ない、この国の水力電源の特殊性を考慮すると、予備率50%が過大とは言い切れない。この予備率の適正な評価は、水力発電所のダム水位低下時の有効な出力や火力発電所の補修・点検による出力減等を詳細に調査した上でなされなければならない。

表 2.3-4 最大電力需給バランス（基準予想値）

	2000	2005	2010
最大電力 (MW)	4,477	7,447	11,653
設備容量 (MW)	7009	12377	17900
予備力 (MW)	2532	4930	6247
予備率 (%)	57	66	54

出典：ヴェトナム電力マスタープラン概要報告書 2000年3月

2.3.4. 発電設備の現状

1999年末における既設発電設備は表2.3-5に示すとおりである。水力発電設備容量は2,912.5 MWで全設備容量に対する比率は51%である。火力発電設備容量は、石炭645 MW、石油573 MW（IPPを含む）、ガス1,151.5 MW、ディーゼル397 MW、計2,766.5 MW、全設備に対する比率は49%である。従って現在の発電設備は水火拮抗の状態である。

販売・発生電力量の推移は表2.3-6の通りであり、1999年における発生電力量は23,739 GWhで、この年の全発電設備平均利用率は48%である。

表 2.3-5 既設発電所一覧表 (1999 年末)

発電所名	合計出力 (MW)	設備容量 (MW)	設備比率 (%)
水力発電所	2,912.5		51
Hoa Binh HPP		1,920.0	
Thac Ba HPP		120.0	
Tri An HPP		440.0	
Da Nhim HPP		160.0	
Thac Mo HPP		150.0	
Vinh Son HPP		66.0	
Small HPPs		56.5	
石炭火力発電所	645.0		11
Pha Lai TPP		440.0	
Uong Bi TPP		105.0	
Ninh Binh TPP		100.0	
石油火力発電所	198.0		4
Thu Duc TPP		165.0	
Can Tho TPP		33.0	
ガスタービン発電所	1,151.5		20
Thu Duc		111.5	
Can Tho		150.0	
Ba Ria		326.0	
Phu My		564.0	
ディーゼル発電所	397.0		7
IPP	375.0		7
合計	5,679.0		100

出典：EVN ANNUAL REPORT 1999

表 2.3-6 販売・発電電力量の推移

(単位：GWh)

		1995	1996	1997	1998	1999	年平均伸び率 (%)
販売電力量	予想	11459	13467	15778	18368	21489	17.0
	実績	11198	13344	15323	17663	19592	15.0
発電電力量	予想	14571	16980	19732	22800	26318	16.1
	実績	14636	16960	19165	21665	23739	13.0

出典：ヴィエトナム電力マスタープラン概要報告書 2000 年 3 月

2.3.5. 電力開発計画

2000年から2010年に計画されている電源開発計画（基準予想値に基づく需要想定に対応）は、表2.3-7の通りである。電源別には、水力3,252 MW、石炭火力2,300 MW、石油火力600 MW、ガス火力4,969 MWの開発を計画している。この期間はガス火力と水力および石炭火力を主体に開発が行われることを示している。この開発計画に1999年末の既設設備容量を考慮した、電源別設備容量を表2.3-8に示す。水力発電の全設備容量に占める割合は1999年には51%であったが、2010年には34%に減じ、石炭は12%から16%に増加し、石油は10%から7%に減じ、ガスは20%から34%に増加している。

地熱発電は2005年および2006年にそれぞれ50 MWが投入され、計100 MWとなる計画である。

また、2006年から300 MWの電力輸入が始まり、2009年には1,000 MW、全設備容量の6%を輸入に依存する予定で、電力供給上重要な位置を占めることとなる。この電力輸入は全てラオスからのものであり、2011年以降も増加する見込みである。

表 2.3-7 電源開発計画 (2000 年 ~ 2010 年)

	発電所名	設備容量 (MW)	摘要
2000	Yaly unit 1-3 hydro power	3 × 180	BOT project
	Watsila	(120)	
	Turbine portion of Phu My 1	3 × 240	Loan from JBIC
	Hinh river hydro power	2 × 35	
	Total	1,330	
2001	Pha Lai 2	2 × 300	
	Yali unit 4 hydro power	180	
	Ham Thuan hydro power	2 × 150	
	Da Mi hydro power	2 × 88.5	
	Steam portion of Phu My 1	370	
	Total	1,627	
2002	Ba Ria 306-2 Steam add-on	56	
	Steam portion of Phu My 2-1	143	
	Na Duong thermal power	2 × 50	Domestic BOT
	Phu My 2-2	720	BOT
	Total	1,019	
2003	Can Don hydro power	72	Domestic BOT
	Steam portion of Phu My 2-1 (expanded)	140	
	Cao Ngan thermal power	2 × 50	Domestic BOT
	Phu My 3	720	BOT
	Total	1,032	
2004	Omon thermal power # 1	300	Loan from JBIC
	Uong Bi expanded	300	Loan from OECF
	Total	600	
2005	Omon # 2 thermal power	300	
	Ca Mau combined cycle turbine	360	
	Dai Ninh hydro power	2 × 150	Under design, JBIC
	Rao Quan	80	
	Geothermal power	50	
	Total	1,090	
2006	Electricity imported from Laos (Ha Tinh)	300	Loan proposed from ADB
	Se San 3 hydro power	260	
	Ca Mau # 2 combined cycle turbine	360	
	Geothermal power	50	
	Total	970	
2007	Nahang hydro power (Dai Thi)	300	
	Thai Binh combined cycle turbine	360	
	Dong Nai 3	250	
	Ca Mau # 3 combined cycle turbine	360	
	Total	1,270	
2008	Electricity imported Laos	300	
	Dong Nai 4	283	
	Hai Phong # 1 thermal power	300	
	Ca Mau # 4 combined cycle turbine	360	
	Total	1,243	
2009	Electricity imported Laos	400	
	Hai Phong # 2 thermal power	300	
	Quang Ninh # 1 thermal power (Lang Bang)	300	
	Cua Dat hydro power	120	
	Total	1,120	
2010	Quang Ninh # 2 thermal power (Lang Bang)	300	
	Plei Krong	120	
	Ba Ha river	200	
	Omon gas thermal power # 3 (expanded)	300	
	Total	920	

出典：ヴェトナム電力マスタープラン概要報告書 2000 年 3 月

表 2.3-8 電源別設備容量計画表

(単位：MW)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
水 力	2,913	3,523	4,180	4,180	4,252	4,252	4,632	4,892	5,442	5,725	5,845	6,165
石 炭	645	645	1,245	1,345	1,455	1,745	1,745	1,745	1,745	2,045	2,645	2,945
石 油	573	573	573	573	573	873	1,173	1,173	1,173	1,173	1,173	1,173
ガ ス	1,152	1,872	2,242	3,161	4,021	4,021	4,381	4,741	5,461	5,821	5,821	6,121
ディーゼル	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397	397
地 熱							50	100	100	100	100	100
輸 入								300	300	600	1,000	1,000
計	5,679	7,009	8,636	9,655	10,697	11,287	12,377	13,347	14,617	15,860	16,980	17,900

出典：ヴィエトナム電力マスタープラン概要報告書 2000年3月
EVN ANNUAL REPORT 1999

EVN が MPI に提出した電力マスタープランは、地域の資源を活用し、需給は地域内でバランスさせる方針で作成したものである。つまり EVN の電源開発上の最優先事項は、送電ロスを最小とするような電源開発を行うことである。この観点から電源開発はスポット単位で実施する方針をとっている。その上で供給力に不足が生じる地域が出た時には、500 kV 送電線で電力融通を行うことを考えている。

MOI はアセアン協力のフレームの中で電力の国際市場を重要視している。1999年にヴィエトナムとカンボディアとの交渉が始まり、2000年にカンボディア電力公社 (EdC) と EVN が契約（正確には売買契約は政府間）し、2003年に PC 2 はカンボディアに売電する予定である。これはカンボディアでの電力不足を支援するためである。長期的には、カンボディアで大型水力開発が行われた時にはヴィエトナムが買電する計画がある。またラオスからの電力供給契約を進めている。電力融通は極めて重要な課題と認識しており、お互いに供給を補完し合う計画である。このラオスからの受電計画は、電力マスタープランの中にも織り込まれており、2006年に 300 MW を受電し、2009年には 1,000 MW となる予定である。

2.4. 火力発電

1999年末の全設備容量は5,679 MWである。この内火力発電設備は石炭 645 MW ,石油 573 MW ,ガス 1,152 MW ,ディーゼル 397 MW で計 2,767MW となっている。今後の火力開発は、国内資源の有効利用の観点から、北部の石炭 ,南部の天然ガスを中心に開発が進められることとなっている。電力マスタープランでは 2010 年末までの間の火力電源の開発量は、石炭火力 2,300 MW ,石油火力 600 MW ,ガス火力 4,969 MW としている。

石炭火力プロジェクトの内、VINACOAL が計画しているものにナズーン (Na Duong) 100 MW ,カオガン (Cao Ngan) 100 MW およびコンファ 300 MW がある。ナズーン (Na Duong) はBOO (Build-Operate-Own) で将来とも発電所はVINACOAL が所有する計画で、現在技術審査を終了し、今後 MOI で審議した上で入札にかけられ、2000 年末の着工、2002 年の運転開始を予定している。このナズーン (Na Duong) 計画は、電力マスタープランでは BOT (Build-Operate-Transfer) となっており、運転開始予定はVINACOAL の計画と同様 2002 年となっている。カオガン (Cao Ngan) もナズーン (Na Duong) と同じスキームで計画されている。この計画については、中国政府とソフトローンを契約している。コンファ計画は電力マスタープランには計上されていない地点である。コンファ計画は低品位炭を活用するもので、洗炭した後の石炭の有効利用である。この地点は観光地に所在していることから、環境対策を念頭に置いている。

南部のガス火力については、ガスの埋蔵量に不確定部分が多いと言われており、これへの対策として、北部石炭の効率的輸送システムの構築が必要と考えられる。PETRO VIETNAM では南西部大陸棚で開発されているガス田のガスを使った発電所を含めた工業団地をクーロン (Cuu Long)デルタ地帯に開発する意向があるとのことであるが、詳細は不明である。

EVN は低効率の火力発電所を多数抱えており、これらの火力発電所の最適なりハビリ方法をADB に検討してほしい旨申し入れたようである。表 2.4-1 に既設火力発電所の熱効率を示す。

表 2.4-1 既設火力発電所熱効率

運転出力		機器台数	運転開始	熱効率 (%)
最小出力 (MW)	最大出力 (MW)			
38	110	4	1987	27.0
16	50	2	1975	22.9
8	22	4	1974	19.8
20	56	2	1972	30.7
10	32	1	1975	30.9
9	35	2	1992	30.1
6	20	2	1991	26.4
9	35	6	1993	30.1
10	33	1	1975	31.0
9	35	2	1996	30.1
1	10	10	1978	30.3

出典：ヴェトナム電力マスタープラン概要報告書 2000年3月

火力発電所の環境基準関係は、SIDA (Swedish International Development Authority) が中心となって進めてきた法整備が最近終了し、その厳格さは先進国と同等レベルにあり、フーミー (Phu My) 2-1 の環境レポートは WB からの認知を受けるに至っている。

VINACOAL では石炭露天掘りに伴う排水処理および鉱滓処理に問題を抱えており、また地下炭鉱開発についても技術上の問題を抱えているということである。

2.5. 水力発電

1999 年末の全設備容量 5,679 MW の内水力発電設備は 2,913 MW で、全設備容量の 51%を占めている。今後も積極的に水力開発は行われることとなっており、電力マスタープランによれば 2010 年末の水力発電の設備容量は 6,165MW に達する計画である。

ヴェトナムでは水力発電所の貯水池は多目的に運用され、ホアビン (Hoa Binh) を例にとると、雨期には洪水調節が優先され、台風洪水防御中央委員会が設置され、ダム の運用を管理している。雨期以外は発電が優先され、次いで灌漑補給の順である。10 月から翌年の 5 月までが乾期で、この間は発電に苦労している。1 月から 2 月にかけては紅河デルタに灌漑用水を供給しているが、水は不足しがちである。

EVN では多目的ダムの検討はしていないが、建設投資額の各事業者による分担という考えを持っている。例えば、1500 \$/kW の建設費の内、EVN 負担分を 1000 \$/kW とし、残りの 500 \$/kW は他の関係省庁、MARD 等に配分するなどである (kW 単価、配分比はあくまで例えであり、根拠はない)。

河川の洪水対策は、基本的に MARD および省政府が管轄している状況にあること、また首都ハノイ (Ha Noi) の生命線であるホアビン (Hoa Binh) ダム洪水調節は MARD が中心メンバーとなる台風洪水防御中央委員会が実施していることなどの実態を理解する上で、長く農業国として発展してきたヴェトナムにおける MARD の権限が地方組織に根ざした極めて大きい存在であることが分かった。MARD では昨年の水資源利用・開発・保全に係わる法整備を終えて、諸外国の技術支援に基づいた水系一貫開発の策定を着々と進めている。また MARD はソラ (Son La) 水力発電所 (360 MW × 10 台 = 3,600 MW, 2012 年から 2016 年にかけて順次運転開始予定) ダム開発計画における水没住民移転問題について主務官庁として取り組んでいるが、

MARD が唯一地方政府とのネットワークを有していること、洪水調節は MARD の責任であること、が背景となっている。今後の水力ダム開発・調査や BOT 導入における環境対策検討においては、MARD がカウンターパートとなり、MOSTE がレビューし、最終決定は国会に委ねられる点に留意することが肝心である。

セサン 3 (Se San 3) は ADB の支援により F/S の最終段階であったが、環境問題で EVN と ADB との間で意見の相違が生じ、2000 年 8 月に ADB はプロジェクトへの融資を打ちきった。見解の相違の詳細は不明であるが、Se San 川が国際河川 (下流はカンボディア) であるため、ダムからの放流がカンボディアへ悪影響を与えると ADB が判断したのではないかと推察される。な

お、セサン 3 (Se San 3) は電力マスタープランでは 2006 年に運転開始の計画である。

IPP は電源開発量の 20%を上限に導入を図るとしている。ヴェトナムでは貯水池を持つ水力の場合、洪水調節を最優先にしており、次いで発電、灌漑補給の順である。このため発電の負担でダムを造っても水運用は発電側の意のままにならず、IPP にとって水力は魅力のないものとなっている。MPI では水力 IPP の候補地点の補償関係リストまで作成したが、その後の調査でいずれも住民の移転補償が多額となることが判明した。このため、住民移転の少ない小規模水力の開発を国内資本による BOT で行うことを提言している。このような背景から、水力 IPP は 2004 年に運転開始予定のカンドン (Can Don) 発電所 72 MW だけとなっている。MPI としてはこの地点を IPP のモデルと位置付けており、これの結果を踏まえて、今後の水力 IPP 政策を考えて行くこととしている。なお、電力マスタープランでは、カンドン (Can Don) 発電所の運転開始は 2003 年となっている。

2.6. 送電および変電

1999 年末の送変電会社別管理設備を表 2.6-1 に示す。ヴェトナムの送変電設備は、電圧別に 500 kV , 220 kV , 110 kV , 66 kV の 4 種類に区分されている。送変電設備の維持管理は 4 社によって行われているが、ハノイ (Hanoi) , ハイホン (Haiphong) , ホーチミンシティ (Ho Chi Minh City) の大都市では 110 kV , 66 kV の送変電設備はそれぞれ PC (Power Company) が維持管理を行っている。

表 2.6-1 送変電会社別管理設備

	PCT 1*	PCT 2**	PCT 3***	PCT 4****
500 kV 送電線延長 (km)	406	586	354	183
220 kV 送電線延長 (km)	1,615	70	434	1,080
110 kV 送電線延長 (km)	-	687	843.3	1,647
66 kV 送電線延長 (km)	-	-	-	237
500 kV 変電所	Ha Tinh	Da Nang	Pleiku	Phu Lam
500 kV 変電所総容量 (MVA)	Compensation	450	450	900
220 kV 変電所箇所数	9	2	4	9
220 kV 変電所総容量 (MVA)	2,500	376	438	2,293
110 kV 変電所箇所数	6	10	10	34
110 kV 変電所総容量 (MVA)	355	393	349	1,260
66 kV 変電所箇所数	-	-	-	9
66 kV 変電所総容量 (MVA)	-	-	-	272

PTC : Power Transmission Companies

PTC 1* : Northern Vietnam (up to Hatinh Province)

PTC 2** : Quang Binh, Quang Tri, Thua Thien-Hue, Da Nang, Quang Nam, Quang Ngai and Kon Tum

PTC 3*** : Gia Lai, Dac Lac, Binh Dinh, Phu Yen and Khanh Doa

PTC 4**** : Southern Vietnam

出典 : EVN ANNUAL REPORT 1999

送変電設備に関する事故はかなりの頻度で発生しており、この状況を表 2.6-2 に示す。1998 年と 1999 年を比較すると短時間供給支障事故は若干減少しているものの、長時間供給支障事故は増加している。特に変電所に係わる長時間供給支障事故の増加が目立つが原因は不明である。

表 2.6-2 送変電設備事故率

	回数		回 / 100 km・月		回 / 箇所・月	
	1998年	1999年	1998年	1999年	1998年	1999年
長時間供給支障						
500 kV 送電線	1	0	0.0056	0		
220 kV 送電線	5	1	0.0169	0.0026		
110 kV 及び 66 kV 送電線	60	60	0.0696	0.0681		
変電所	35	46			0.0178	0.022
計	35	46	0.0921	0.0707	0.0178	0.022
短時間供給支障						
送電線	521	531	0.45	0.4198		
変電所	86	48			0.0437	0.023
計	607	579	0.45	0.4198	0.0437	0.023
合計	642	625	0.5421	0.4905	0.0615	0.045

出典：EVN ANNUAL REPORT 1999

ベトナムでは南北 2,000 km に及び 500 kV 基幹送電線をベースとした長大電力系統を有している。500 kV 送電線は、電力供給源である大規模水・火力発電所と大規模需要地である北部・中部・南部の商工業地帯を結び、全国大での電力融通を可能とした。500 kV 送電線および変電所は主要発電所の建設に合わせ今後とも拡充を図っていく計画である。220 kV 送電線および変電所は地方都市および工業地帯への供給ラインとして重要で、今後も拡張する必要がある。110 kV 送電線および変電所は小工業地帯への電力供給および配電網への供給ラインとして大幅な拡張が計画されている。表 2.6-3 に送変電設備拡充計画を示す。

表 2.6-3 系統拡充計画

	単位	2000 - 2005	2006 - 2010
送電線			
500 kV	km	841	1,345
220 kV	km	1,446	2,028
110 kV	km	3,491	1,632
変電所			
500 kV	MVA	3,900	2,700
220 kV	MVA	6,026	7,438
110 kV	MVA	10,842	11,391

出典：ベトナム電力マスタープラン概要報告書 2000 年 3 月

ベトナムは南北に長い国である。北部は水力と石炭火力の電源地帯であり、南部はガス火力を主にした電源地帯である。電力の消費も大きく南北に別れており、中部は電源、消費共に少ない。この南北の電源、消費地域を結んで 500 kV 送電線が完成したのは 1995 年である。この送電線の完成により、南北間の電力融通は技術的には可能となったが、送電距離が長いことにより送電ロスが大きい。このためベトナムでは北・中・南の各地域内での電力需給バランスを念頭に置いて、電源の開発および送電網の拡充を図っている。図 2.6-1 に 2005 年時点における系統拡充計画図を示す。

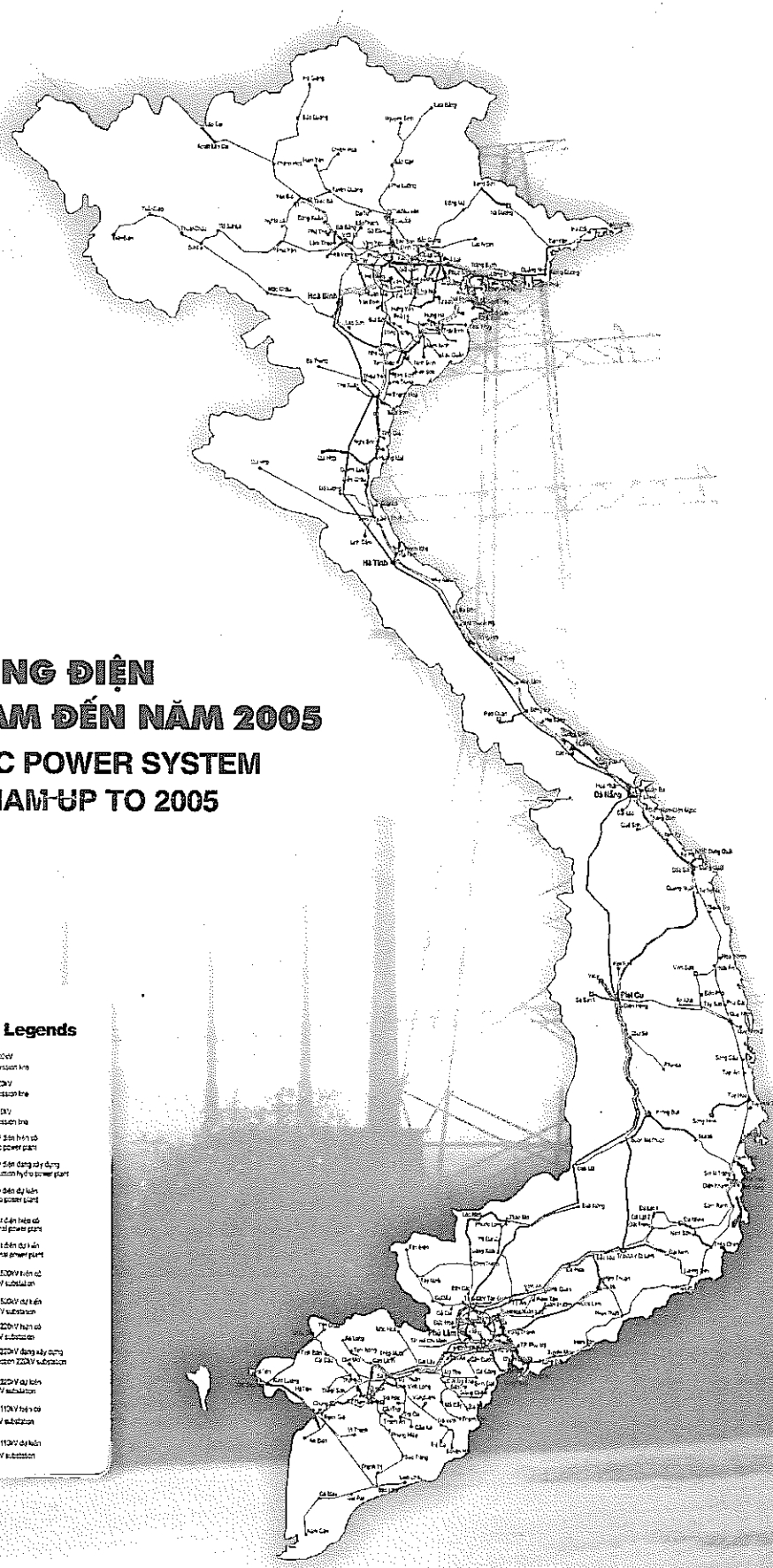
現在、ADB 支援による配電関係のプロジェクトは、リハピリ 1 件だけであり、ハノイ (Hanoi)、ナンディン (Nam Dinh) および中部、南部を対象としたものである。セサン 3 (Se San 3) が ADB の支援案件から外れたことで、EVN 側は次に続く送配電網整備を期待しており、ADB 側もその方向で検討中である。

图 2.6-1 2005 年時点における系統拡充計画図

**HỆ THỐNG ĐIỆN
VIỆT NAM ĐẾN NĂM 2005
ELECTRIC POWER SYSTEM
OF VIETNAM-UP TO 2005**

Ký hiệu - Legends

- Đường dây 500KV
500KV transmission line
- Đường dây 220KV
220KV transmission line
- Đường dây 110KV
110KV transmission line
- ⊠ Nhà máy Thủy điện hiện có
Existing hydro power plant
- ⊡ Nhà máy Thủy điện đang xây dựng
Under construction hydro power plant
- Nhà máy Thủy điện dự kiến
Planned hydro power plant
- ⊠ Nhà máy nhiệt điện hiện có
Existing thermal power plant
- ⊡ Nhà máy nhiệt điện dự kiến
Planned thermal power plant
- Trạm biến áp 500KV hiện có
Existing 500KV substation
- Trạm biến áp 500KV dự kiến
Planned 500KV substation
- Trạm biến áp 220KV hiện có
Existing 220KV substation
- Trạm biến áp 220KV đang xây dựng
Under construction 220KV substation
- Trạm biến áp 220KV dự kiến
Planned 220KV substation
- Trạm biến áp 110KV hiện có
Existing 110KV substation
- Trạm biến áp 110KV dự kiến
Planned 110KV substation



2.7. 地方電化

2000年6月末現在、ヴェトナムの電力供給網は全61省および中央直轄市域に広げられた。即ち、498地区の96.4%に当る480地区がカバーされたが、本土の9地区および9島嶼^{とうしょ}は未だ系統に連系されていない。

2000年3月末現在の地方別、配電会社別の地方電化率は表2.7-1、2.7-2また、省別の地方電化率は表2.7-3、2.7-4の通りである。

表 2.7-1 地方別地方電化率

(2000年3月31日現在)

地 方	Districts			Communes			世帯数		
	総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率	世帯総数	電化数	電化率
Red River Delta	79	78	98.7%	1,793	1,789	99.8%	3,132,794	3,024,647	96.5%
North Mountainous	122	116	95.1	2,519	1,294	51.4	2,160,759	1,215,767	56.3
North Central Coast	70	67	95.7	1,633	1,376	84.3	1,911,693	1,566,588	81.9
South Central Coast	49	45	91.8	690	550	79.7	1,148,978	825,993	71.9
Central Highlands	34	34	100.0	391	252	64.5	597,946	269,828	45.1
North East Mekong	54	52	96.3	685	656	95.8	1,374,889	882,365	64.2
Mekong River Delta	90	88	97.8	1,195	1,183	99.0	2,646,200	1,398,167	52.8
合計 / 平均	498	480	96.4	8,906	7,100	79.7	12,973,259	9,183,355	70.2

出典：Data on Rural Electrification (EVN)

表 2.7-2 配電会社別地方電化率

(2000年3月31日現在)

配電会社	Districts			Communes			世帯数		
	総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率	世帯総数	電化数	電化率
Ha Noi PC	5	5	100.0%	118	118	100.0%	228,618	228,618	100.0%
Ho Chi Minh PC	5	5	100.0	61	61	100.0	201,165	185,052	92.0
Hai Phong PC	8	7	87.5	174	171	98.3	281,446	275,105	97.7
Dong Nai PC	8	8	100.0	130	130	100.0	301,034	195,820	65.0
PC1	237	228	96.2	5,276	3,853	73.0	6,287,304	4,985,814	79.3
PC2	131	127	96.9	1,689	1,648	97.6	3,518,890	1,899,660	54.0
PC3	104	100	96.2	1,458	1,119	76.7	2,154,802	1,413,286	65.6
合計 / 平均	498	480	96.4	8,906	7,100	79.7	12,973,259	9,183,355	70.8

出典：Data on Rural Electrification (EVN)

地方電化では EVN と PC とは別に、地元の人民委員会が中心となった電化のための組織が多数存在すると言われている。2000 年 9 月の JICA による「ヴィエトナム国北部地方電化予備調査」によれば、ヴィエトナムの地方電化にかかわる機関は下記のようなものである。



- MOI : 産業省 (Ministry of Industry)
 MARD : 農業・地方開発省 (Ministry of Agriculture & Rural Development)
 MOSTE : 科学・技術・環境省 (Ministry of Science & Technology and Environment)
 P.C. : 人民委員会 (Peoples Committee)
 MPI : 計画・投資省 (Ministry of Planning and Investment)
 CP&T : 郵便・電電公社 (Corporation of Post & Telecommunication)
 HPC : 水力発電センター (Hanoi Power Center)

各機関の所轄

- : 電力網 (National Grid System)
- : 独立系統 (Off-Grid, Mini-Grid System) の水力発電 < 500 kW
- 水力発電および灌漑 < 15,000 kW
- (IE) , : 太陽光, 風力
- , : 農村総合開発プログラム (貧困農村に対する電化, 水供給, 教育他含む)

今回の調査で例題として HPC (Hanoi Power Company) の Thanh Tri 支店 (ハノイ南部の郊外) を訪問し、典型的な 2 例について調査した。即ち、Thanh Tri 支店が電力を供給している 23 コミュニティのうち 2 コミュニティが HPC に移管され、末端消費者まで HPC が供給している。他の 21 コミュニティはコミュニティが HPC より低圧で受電し、コミュニティ自身が配電設備を持ち末端消費者に供給している。

前者の場合、HPC は移管されたコミュニティの老朽化施設のりハビリ・改修に 1 コミュニティ当たり

15.8 Billion VND (1,200 万円) から 3.5 Billion VND (2,800 万円) の費用が必要で、さらに現地のコミューンに 3 ~ 4 名のチームを常駐させ、維持管理や料金徴収を行っている。この移管されたコミューンでは電気料金が移管前の 1,000 VND/kWh から 500 VND/kWh に低減した (Dong My commune の例)。

一方、コミューンが配電事業を行っている例では、コミューンでの小売価格は 700 VND/kWh であった (Dai Ang commune の例)。このコミューンでは、政府から貧困対策の一環として予算が配分され、配電設備のリハビリを行った結果、電気料金は 600 VND/kWh に下げる見通しである。但し、このコミューンの場合、電気の専門教育を受けていない小学校卒の Agricultural Cooperative の職員 2 名が維持管理、料金徴収を行っているとのことで、電気技術や軽微な修理・修繕等のサービスの質に問題があると思われる。

地方電化に際しても、全国のコミューンの配電施設を EVN (PC) に移管することが望ましいと考えられるが、多額の資金と年月が必要で、移管に伴う改修または新設の費用が EVN (PC) の財務負担とならないような方策を世銀が検討中である。

その他、農業・地方開発省 (MARD) の水力発電センター (HPC) は農業用のダム (堰) に小水力 (主として 500 kW 以下) 発電を併置して開発し、EVN の系統内は電気を EVN に卸売し、系統外では独立分散型電源として建設後の維持・運営を地方政府に移管している。また HPC は独自で地方の小水力発電計画のマスタープラン作成も実施しており、将来の地方電化計画策定、特に独立分散型小水力発電では MARD は現在も大きな存在となっている。

表 2.7-3 省/地方別 地方電化率
(2000年3月31日現在)

地方	中央直轄市・省	地区(Districts)			地方自治体(Communes)			世帯数		
		総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率
Red River Delta	Ha noi 市 (HPC)	5	5	100.0	118	118	100.0	228,618	228,618	100.0
	Hai phong 市 (HPPC)	8	7	87.5	174	171	98.3	281,446	275,105	97.7
	Ha tay	12	12	100.0	300	300	100.0	476,087	468,687	98.4
	Hai Duong	11	11	100.0	239	239	100.0	389,852	362,670	93.0
	Hung yen	9	9	100.0	147	147	100.0	280,622	270,476	96.4
	Ha nam	5	5	100.0	104	104	100.0	180,542	174,163	96.5
	Nam Dinh	9	9	100.0	201	201	100.0	464,231	450,082	97.0
	Thai binh	7	7	100.0	272	272	100.0	437,853	426,355	97.4
	Bac ninh	7	7	100.0	113	112	99.1	207,969	207,916	100.0
	Ninh binh	6	6	100.0	125	125	100.0	185,574	180,575	86.5
計	79	78	98.7	1793	1789	99.8	3,132,794	3,024,647	96.5	
Northern Mountainous	Phu tho	10	10	100.0	249	178	71.5	217,570	105,814	48.6
	Vinh phuc	6	6	100.0	137	135	98.5	217,964	194,241	89.1
	Bac giang	9	9	100.0	206	182	88.3	322,753	284,691	88.2
	Quang ninh	9	8	88.9	134	76	56.7	127,556	95,779	75.1
	Thai nguyen	7	7	100.0	144	114	79.2	183,745	134,807	73.4
	Bac can	6	6	100.0	112	36	32.1	49,481	16,395	33.1
	Yen bai	7	7	100.0	159	76	47.8	109,158	40,176	36.8
	Lang son	10	10	100.0	206	91	44.2	119,588	64,254	53.7
	Tuyen quang	5	5	100.0	135	71	52.6	138,321	51,644	37.3
	Hoa binh	9	9	100.0	197	125	63.5	141,966	77,224	54.4
	Cao Bang	10	10	100.0	177	57	32.2	92,727	26,033	28.1
	Son la	9	7	77.8	187	57	30.5	148,104	49,639	33.5
	Lao cai	8	8	100.0	161	44	27.3	89,769	28,039	31.2
	Lai chau	8	5	62.5	140	13	9.3	99,444	21,125	21.2
Ha giang	9	9	100.0	175	39	22.3	102,613	25,906	25.2	
計	122	116	95.1	2519	1294	51.4	2,160,759	1,215,767	56.3	
North Central coast	Thanh hoa	24	22	91.7	582	459	78.9	687,328	543,132	79.0
	Nghe an	17	16	94.1	432	364	84.3	537,411	468,842	87.2
	Ha tinh	8	8	100.0	242	236	97.5	279,076	237,149	85.0
	Quang binh	6	6	100.0	136	113	83.1	157,246	129,804	82.5
	Quang tri	7	7	100.0	117	94	80.3	87,300	68,434	78.4
	Thua thien Hue	8	8	100.0	124	110	88.7	163,332	119,227	73.0
	計	70	67	95.7	1633	1376	84.3	1,911,693	1,566,588	81.9
South Central coast	Da nang 市	2	1	50.0	14	13	92.9	30,484	25,859	84.8
	Quang nam	12	11	91.7	193	130	67.4	285,857	207,018	72.8
	Quang ngai	12	11	91.7	163	110	67.5	281,527	182,715	65.0
	Phu yen	6	6	100.0	86	69	80.2	131,837	94,865	71.9
	Binh dinh	10	10	100.0	126	120	95.2	283,439	193,957	68.5
	Khanh hoa	7	6	85.7	108	108	100.0	135,834	121,579	89.5
	計	49	45	91.8	690	550	79.7	1,148,978	825,993	71.9
Central Highlands	Gia lai	11	11	100.0	149	101	67.8	216,199	87,168	40.3
	Dak lac	17	17	100.0	175	107	61.1	317,501	147,251	46.4
	Kon Tum	6	6	100.0	67	44	65.7	64,246	35,409	55.1
	計	34	34	100.0	391	252	64.5	597,946	269,828	45.1
North East	Ho Chi Minh 市 (HCMC)	5	5	100.0	61	61	100.0	201,165	185,052	92.0
	Ninh thuan	3	3	100.0	44	44	100.0	72,223	56,748	78.6
	Binh thuan	8	7	87.5	89	84	94.4	140,915	71,875	51.0
	Lam dong	9	9	100.0	106	82	77.4	143,750	61,400	42.7
	Binh durong	3	3	100.0	66	66	100.0	101,348	77,608	76.6
	Dong nai (DNPC)	8	8	100.0	130	130	100.0	301,034	195,820	65.0
	Binh phuc	5	5	100.0	68	68	100.0	116,339	26,803	23.0
	Tay ninh	8	8	100.0	79	79	100.0	186,924	117,739	63.0
	Ba ria Vung tau	5	4	80.0	42	42	100.0	111,191	89,320	80.3
計	54	52	96.3	685	656	95.8	1,374,889	882,365	64.2	
Mekong River Delta	Long an	13	13	100.0	162	162	100.0	213,352	161,200	75.6
	Tien giang	7	7	100.0	144	144	100.0	291,265	241,211	82.8
	Ben tre	7	7	100.0	143	143	100.0	189,310	94,474	49.9
	Dong thap	9	9	100.0	120	120	100.0	281,597	173,133	61.5
	Vinh long	6	6	100.0	94	94	100.0	179,304	98,931	55.2
	Tra vinh	7	7	100.0	78	76	97.4	186,745	61,665	33.0
	Can tho	6	6	100.0	76	76	100.0	276,683	128,319	46.4
	An giang	9	9	100.0	120	120	100.0	337,744	245,267	72.6
	Soc trang	6	6	100.0	81	81	100.0	185,203	67,145	36.3
	Kien giang	11	9	81.8	76	71	93.4	219,955	68,303	31.1
	Bac lieu	3	3	100.0	41	40	97.6	108,350	21,809	20.1
Ca mau	6	6	100.0	60	56	93.3	176,692	36,710	20.8	
計	90	88	97.8	1195	1183	99.0	2,646,200	1,398,167	52.8	
合計/平均		498	480	96.4	8906	7100	79.7	12,973,259	9,183,355	70.8

表 2.7-4 省/配電会社別 地方電化率
(2000年3月31日現在)

配電会社	地方	中央直轄市・省	地区 (Districts)			地方自治体 (Communes)			世帯数			
			総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率	総数	電化数	電化率	
Ha noi PC	Red River Delta	Ha noi 市	5	5	100.0	118	118	100.0	228,618	228,618	100.0	
Ho Chi Minh PC	North East Mekong	Ho Chi Minh 市	5	5	100.0	61	61	100.0	201,165	185,052	92.0	
Hai phong PC	Red River Delta	Hai phong 市	8	7	87.5	174	171	98.3	281,446	275,105	97.7	
Dong nai PC	North East Mekong	Dong nai 市	8	8	100.0	130	130	100.0	301,034	195,820	65.0	
PC1	Red River Delta	Nam Dinh	9	9	100.0	201	201	100.0	464,231	450,082	97.0	
		Ha nam	5	5	100.0	104	104	100.0	180,542	174,163	96.5	
		Bac ninh	7	7	100.0	113	112	99.1	207,969	207,916	100.0	
		Hai Duong	11	11	100.0	239	239	100.0	389,852	362,670	93.0	
		Hung yen	9	9	100.0	147	147	100.0	280,522	270,476	96.4	
		Ha tay	12	12	100.0	300	300	100.0	476,087	468,687	98.4	
		Thai binh	7	7	100.0	272	272	100.0	437,853	426,355	97.4	
		Ninh binh	6	6	100.0	125	125	100.0	185,574	160,576	86.5	
		計	66	66	100.0	1,501	1,500	99.9	2,622,730	2,520,924	96.1	
		North Central Coast	Thanh hoa	24	22	91.7	582	459	78.9	687,328	543,132	79.0
			Nghê an	17	16	94.1	432	364	84.3	537,411	468,842	87.2
	Ha tinh		8	8	100.0	242	236	97.5	279,076	237,149	85.0	
	計		49	46	93.9	1,256	1,059	84.3	1,503,815	1,249,123	83.1	
	North Mountainous	Quang ninh	9	8	88.9	134	76	56.7	127,556	95,779	75.1	
		Thai nguyen	7	7	100.0	144	114	79.2	183,745	134,807	73.4	
		Phu tho	10	10	100.0	249	178	71.5	217,570	105,814	48.6	
		Vinh phuc	6	6	100.0	137	135	98.5	217,964	194,241	89.1	
		Bac giang	9	9	100.0	206	182	88.3	322,753	284,691	88.2	
		Bac can	6	6	100.0	112	36	32.1	49,481	16,395	33.1	
		Yen bai	7	7	100.0	159	76	47.8	109,158	40,176	36.8	
		Lang son	10	10	100.0	206	91	44.2	119,588	64,254	53.7	
		Tuyen quang	5	5	100.0	135	71	52.6	138,321	51,644	37.3	
		Hoa binh	9	9	100.0	197	125	63.5	141,966	77,224	54.4	
		Cao Bang	10	10	100.0	177	57	32.2	92,727	26,033	28.1	
		Son la	9	7	77.8	187	57	30.5	148,104	49,639	33.5	
		Lao cai	8	8	100.0	161	44	27.3	89,769	28,039	31.2	
		Lai chau	8	5	62.5	140	13	9.3	99,444	21,125	21.2	
		Ha giang	9	9	100.0	175	39	22.3	102,613	25,906	25.2	
		計	122	116	95.1	2,519	1,294	51.4	2,160,759	1,215,767	56.3	
	合計			237	228	96.2	5,276	3,853	73.0	6,287,304	4,985,814	79.3
	PC2	North-East Mekong	Ninh thuan	3	3	100.0	44	44	100.0	72,223	56,748	78.6
			Binh thuan	8	7	87.5	89	84	94.4	140,915	71,875	51.0
			Lam dong	9	9	100.0	106	82	77.4	143,750	61,400	42.7
			Binh durong	3	3	100.0	66	66	100.0	101,348	77,608	76.6
			Binh phuoc	5	5	100.0	68	68	100.0	116,339	26,803	23.0
			Tay ninh	8	8	100.0	79	79	100.0	186,924	117,739	63.0
			Ba ria Vung tau	5	4	80.0	42	42	100.0	111,191	89,320	80.3
			計	41	39	95.1	494	465	94.1	872,690	501,493	57.5
		Mekong River Delta	Long an	13	13	100.0	162	162	100.0	213,352	161,200	75.6
			Tien giang	7	7	100.0	144	144	100.0	291,265	241,211	82.8
			Ben tre	7	7	100.0	143	143	100.0	189,310	94,474	49.9
			Dong thap	9	9	100.0	120	120	100.0	281,597	173,133	61.5
			Vinh long	6	6	100.0	94	94	100.0	179,304	98,931	55.2
			Tra vinh	7	7	100.0	78	76	97.4	186,745	61,665	33.0
			Can tho	6	6	100.0	76	76	100.0	276,683	128,319	46.4
			An giang	9	9	100.0	120	120	100.0	337,744	245,267	72.6
			Soc trang	6	6	100.0	81	81	100.0	185,203	67,145	36.3
Kien giang			11	9	81.8	76	71	93.4	219,955	68,303	31.1	
Bac lieu			3	3	100.0	41	40	97.6	108,350	21,809	20.1	
Ca mau			6	6	100.0	60	56	93.3	176,692	36,710	20.8	
計		90	88	97.8	1,195	1,183	99.0	2,646,200	1,398,167	52.8		
合計				131	127	96.9	1,689	1,648	97.6	3,518,890	1,899,660	54.0
PC3		North Central Coast	Quang binh	6	6	100.0	136	113	83.1	157,246	129,804	82.5
	Quang tri		7	7	100.0	117	94	80.3	87,300	68,434	78.4	
	Thua thien Hue		8	8	100.0	124	110	88.7	163,332	119,227	73.0	
	計		21	21	100.0	377	317	84.1	407,878	317,465	77.8	
	South Central Coast	Da nang 市	2	1	50.0	14	13	92.9	30,484	25,859	84.8	
		Quang nam	12	11	91.7	193	130	67.4	285,857	207,018	72.4	
		Quang ngai	12	11	91.7	163	110	67.5	281,527	182,715	64.9	
		Phu yen	6	6	100.0	86	69	80.2	131,837	94,865	72.0	
		Binh dinh	10	10	100.0	126	120	95.2	283,439	193,957	68.4	
		Khanh hoa	7	6	85.7	108	108	100.0	135,834	121,579	89.5	
	計	49	45	91.8	690	550	79.7	1,148,978	825,993	71.9		
	Central Highlands	Gin lai	11	11	100.0	149	101	67.8	216,199	87,168	40.3	
		Dak lac	17	17	100.0	175	107	61.1	317,501	147,251	46.4	
		Kon Tum	6	6	100.0	67	44	65.7	64,246	35,409	55.1	
	計	34	34	100.0	391	252	64.5	697,946	269,828	45.1		
合計			104	100	96.2	1,458	1,119	76.7	2,154,802	1,413,286	65.6	
合計/平均			498	480	96.4	8906	7,100	79.7	12,973,259	9,183,355	70.8	

2.8. 新エネルギー

EVN の下部組織の 1 つである Institute of Energy (IE) では、新エネルギー開発担当の部所としてバイオガス部門および風力・太陽光発電部門を担当する部をそれぞれ持ち、1990 年以来、太陽光では家庭用として 40～70 W の、また公衆用として 150～300 W の設備を Tay Bac ,Dong Bac , Thanh Hoa , Nghe An の地域や Phu Quoc , Bach Long Vy , Co To , Ngoc Vung といった島々に導入した。

風力ではやはり 1990 年以来、小風力発電設備 (100～200 W) について検討し、Qunag Ninh , Lai Chau , Son La , Hai Phong , Thanh Hoa , Nghe An 地域に導入し、遠隔地での照明や通信に使うバッテリーの充電に電力を供給している。

また、2000 年 10 月 19 日付のヴェトナム英字新聞によれば、東北電力グループと EVN の共同作業で日本の無償資金により 1.8 kW の風力発電設備 ,6.72 kW の太陽光発電設備と貯蔵バッテリーを組合せたシステムにより Kon Tum 州の 2 村への電力供給を 2000 年 10 月 22 日より開始すると報じている。

バイオマスについては IE では実用化について検討中で、バイオガス技術、特に産業廃棄物処理および地方電化に供する発電技術について検討を継続している。

2.9. 人材育成

1999年、EVN 訓練組織として6校が含まれていた。即ち、

- ◆ PC No.1, No.2 および No.3 に直接属する3校の電気専門学校で、電力部門での第2次段階の専門的幹部を養成する。さらに電気専門学校 No.2 と No.3 では中部・南部ヴェトナムの各州の電力部門の需要に見合う電気労働者を訓練している。
- ◆ 直接PC No.1 に属する電気取引の職業訓練学校および電気機器製造会社 (EEMC) に属する電気・機械取引の職業訓練学校
- ◆ PC No.1 に属するサービス部門の幹部を養成する学校で、会社で働く幹部への経済的、技術的、法規的事項の再訓練を行う。

最近電力部門の専門家幹部の質を加速的に改良するために関連訓練プログラムに適当な投資が必要であるとの圧力が高まってきた。

この人的資源の開発要請を実現するため、2000年の当初にEVNは、教育と訓練要領を改良するために訓練組織を再編した。

現在では直接EVNに属する4訓練学校がある。

- ◆ 電気専門学校 No.1 以前の電気専門学校 No.1 と北部ヴェトナムのサービス部門の幹部を養成する学校
- ◆ 電気専門学校 No.2, No.3 中部および南部ヴェトナム担当
- ◆ 電気職業訓練学校 以前のPC No.1の電気取引およびEEMCの電気・機械取引の職業訓練学校

表面上はEVNの訓練システムが確立されているかの如き印象を与えるが、実質は学校の教室機能を提供しているだけで、教育機材、図書が全く無く、実習は配属後のOJTに頼っていると推定される。

JICAでは、電力技術者養成プロジェクトを立上げ、2001年より5ヵ年の間で火力発電、配電設備、変電設備、水力発電および送電設備の運転保守に関する技術者養成の支援を計画している。

今回のベースライン調査で、コミューンを訪問した際、コミューンが運営する配電部門では、

そのコミューンの Agricultural Cooperative の職員が 2 人で運営，料金徴集を行っており、しかも彼らの教育水準が低いことが懸念された。各コミューンの配電担当者は OJT での知識しか持っていないものと判断されるが、この階層への訓練もまた重要な支援対象となり得る。