

国際協力事業団

エネルギー省

ヴィエトナム社会主義共和国

ヴィエトナム社会主義共和国

全国電力開発計画調査

最終報告書

要 約

1995年9月



電源開発株式会社
(財)日本エネルギー経済研究所

鉦 調 資
J R
95 - 182

RY

国際協力事業団

エネルギー省

ヴィエトナム社会主義共和国

ヴィエトナム社会主義共和国

全国電力開発計画調査

最終報告書

要 約

1995年9月

電源開発株式会社
(財)日本エネルギー経済研究所



1124839 [0]

目 次

	頁
1. 序 論	S-1
2. ヴィエトナム社会主義共和国の概要	S-1
3. 電力需給	S-2
PART I データベース・システム及び電力需要予測	
4. データベース・システム	S-4
5. 電力需要予測	S-5
PART II 電源開発計画の策定とこれに含まれる個別事業優先順位決定のための調査	
6. 個別案件計画の見直しと評価	S-9
7. 発電用燃料	S-10
8. 電源開発計画	S-10
9. 最適電源開発計画の選定	S-12
10. 電力系統拡充計画	S-16
PART III 電源開発計画の具体化にかかる基本政策及び戦略の提言	
11. 省エネポテンシャルの評価	S-17
12. 環境保全計画	S-20
13. 基本的な政策枠組の策定	S-21
14. 将来の投資計画の評価	S-24
15. サポート・プログラムの策定	S-27

1. 序 論

(1) ヴィエトナム社会主義共和国（以下「ヴィエトナム国」という。）政府の要請に応じ、日本国政府は1993年5月、ヴィエトナム国政府と“全国電力開発計画調査”の実施に関する協定を締結した。この協定に基づき、国際協力事業団とヴィエトナム国エネルギー省の双方は1993年8月、本調査において実施されるべき業務内容を記載した実施細目に係る協定書に署名した。

(2) 本調査の目的は、現地作業および国内作業を実施して、1996年から2010年までのヴィエトナム国全土における電力開発計画を策定することにある。

また、技術移転を通じて電力開発計画に係るヴィエトナム側の技術向上も本調査の目的である。

2. ヴィエトナム社会主義共和国の概要

国土の面積 331,111km²を有するヴィエトナム国は、大別して北部、中部、南部の地域に分けられる。3地域の区分は旧電力会社（PC1、PC2、PC3）の管轄区域に基づいている。省の数は北部で23、中部で11、そして南部で19である。Table S-1 は1993年における面積、人口（都市と農村）と人口密度を地域別に示している。

Table S-1 Area, Population and Population Density by Region

	面 積 (km ²)	人 口 (千人)	人口密度 (人/km ²)	都 市 人 口		農 村 人 口	
				(千人)	(%)	(千人)	(%)
北部	149,078	33,204	223	4,496	(13.5)	28,708	(86.5)
中部	97,435	10,458	107	2,245	(21.5)	8,213	(78.5)
南部	84,598	26,275	311	6,906	(26.3)	19,369	(73.7)
合計	331,111	69,938	211	13,647	(19.5)	56,291	(80.5)

総人口の約47%が北部に集中している。南部地域は中部に比べ面積は小さいが、人口は2倍以上である。

ヴィエトナム経済は、1990年の景気後退を境に前年（1989年）に達成した経済成長率8.9%から5.1%（1990年）まで下降した。その後、経済成長率は6.0%（1991年）、8.6%（1992年）、8.0%（1993年）と回復基調を取り戻している。1993年の国内総生産（GDP）は名目価格で136兆5,710億ドンと推定される。同年の一人当たりのGDPは1,953,000ドン（約180米ドル）である。

ヴェトナムの対外債務は徐々に累積し、債務残高は1992年時点で約 179億米ドルと推定される。ヴェトナムの1993年GDP (136兆5,710億ドン) を同年平均為替レート (1米ドル=10,810ドン) で交換するとおよそ 126億米ドルになる。従って対外債務残高の対GDP比は 142%となる。

3. 電力需給

(1) 発電所内消費電力量やシステム・ロスを除いた電力需要 (販売電力量) は1980年の 2,670GWhから1990年に 6,187GWh、1994年に 9,198GWhに増加した。1980年~1994年の年平均伸び率は9.24%であった。製造、非製造、輸送、民生の各部門の年平均伸び率は、それぞれ7.89%、8.49%、6.93%と11.01%であった。電力消費増加の牽引車は、民生用需要であり、特に電灯需要の増加であると推察される。データによれば、1980年代で都市部における家屋電化が進み、90年代に入り地方電化が進んできたと思われる。

(2) 発電電力量は1980年の 3,559GWhから1990年に 8,679GWh、1994年に 12,195GWhに増加した。1994年の水力による発電電力量は 8,872GWhで、全発電電力量の73%を占めた (1980年 1,488GWh 42%、1985年 1,472GWh 29%、1990年 5,369GWh 62%)。

このような水力発電電力量の増加は Hoa Binh 水力発電所 (1,920MW、北部) と Tri An 水力発電所 (400MW、南部) の運開によって達成された。水力発電電力量の増加のため火力発電電力量は1988年の 4,433GWh (65.4%) をピークに1993年には 1,776GWh (16.6%) に減少した。

(3) 北部Hoa Binh変電所と南部Phu Lam変電所間約 1,500kmを結ぶ500kV南北連系送電線は、第I期として送電容量 300MWで1994年6月運用開始した。

第II期工事は中部にDa NangおよびPlei Kuの2つの変電所を設置し、送電容量を500MWに増加するもので同年9月に完成した。

1994年の運用実績は次の通りである。

	Hoa Binh	Da Nang	Plei Ku	Phu Lam
送受電電力量 (GWh)	990	106	14	770
最大電力 (MW)	574	121	49	418

(4) 1994年の500kV南北連系送電線の完成によって、北部の余剰電力を南部へ送電することが可能になった。その結果、1994年の南部と中部の地域電力需要は、それぞれ21.7%と19.8%の成長率を記録した。北部の火力発電電力量は水力発電電力量と共に1993年に比し再び増加に転じた。北部の火力発電電力量は1993年の636GWhから1994年の1,288GWhへと増加し、南部のそれは1,140GWh(1993年)から960GWh(1994年)へと減少した。北部の水力発電電力量は5,091GWh(1993年)から5,834GWh(1994年)へと増加した。

(5) 政府は2000年までの完成を目指す大規模な電源開発計画を決定した。すなわち、

地域	発電所名	種別	出力	運開予定年
北部	Pha Lai II	石炭火力	2×300MW	1999/2000
中部	Yaly	水力	720MW	1999/2000
	Song Hinh	水力	70MW	1997
南部	Phu My	ガス火力	3×200MW	1998/1999/1999
	Ham Thuan/Da Mi	水力	472MW	2000

このなかで工事中のものはYaly及びSong Hinhの2地点で、Ham Thuan/Da Mi及びPhu Myは詳細設計を終え入札準備の段階にある。Pha Lai IIは技術検討中にある。

(6) 現有の火力発電設備を地域別にみると、北部は一般火力645MWとガス・タービン28MWである。南部では一般火力205MW、ガス・タービン388MWおよびディーゼル発電設備201MWである。

中部では火力発電設備は散在する小規模なディーゼル発電設備が208台あり177MWの設備容量であるが、老朽化、保守状況等を反映して有効出力は78MWである。

(7) 水力発電設備を地域別にみると、北部はThac Ba(108MW)とHoa Binh(1,920MW)で合計2,028MW、南部はDa Nhim(160MW)、Tri An(400MW)および完成したばかりのThac Mo(150MW)の3ヶ所で合計710MWになる。中部は既存の小水力3ヶ所に加え、1994年後半にVinh Son(66MW)が運開した。

Part I データベース・システム及び電力需要予測

4. データベース・システム

(1) ヴィエ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。

JICA調査団は、調査の結果次の二つのデータベースの必要性を認め、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」はヴィエ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で、技術的には汎用的なデータベースの構造を代表する。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。

(2) 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。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思われる。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になる。

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になり、ヴィエトナム・エネルギー研究所（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して、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。ヴィエトナムでも遠からずコンピュータの急速な普及が予想される。従って、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になる。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。

5. 電力需要予測

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%台で推移してきた。近年は91年 6.0%、92年は
8.6%、93年 8.7%、94年 8.8%と上昇基調になる。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年頃にはシ
ンガポールの現在のレベルに、2005年にマレーシアに、そして2010年にはタイのレベ
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年に
55,948GWhに達する（1993年値の約7倍）。発電電力量（ベース・ケース）は1993年
の10,729GWhから2000年は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。さらに、最大負荷（ベース・ケース）をみると、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11.1%）に達するものと見込まれる。これらの値は、1993年の値のそれぞ
れ2.2倍、6.0倍となる。

電力需要セクター別に見ると、最大の伸びが見込まれるのは製造業で、次いで民生
部門となっている。ベース・ケースにおける製造業の需要は、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、需要合計に占める製造部門のシェアは、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年には35.9%、2010年には32.5%と減少する。

南北の需要構成の差異を見てみると、製造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、南部では需要に占める産業及びその他部門のシェアが北部のそれに比して大きく、北部では需要に占める民生及び農業部門のシェアが相対的に南部のそれに比して大きいと言える。

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人当りの電力消費量と経済レベル（1人当りのGDP）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・ヴィエトナム・パキスタンの実績ラインから離れ、インドネシア・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。

Figure S-1 Power Generation Forecast up to 2010 (JICA Study)

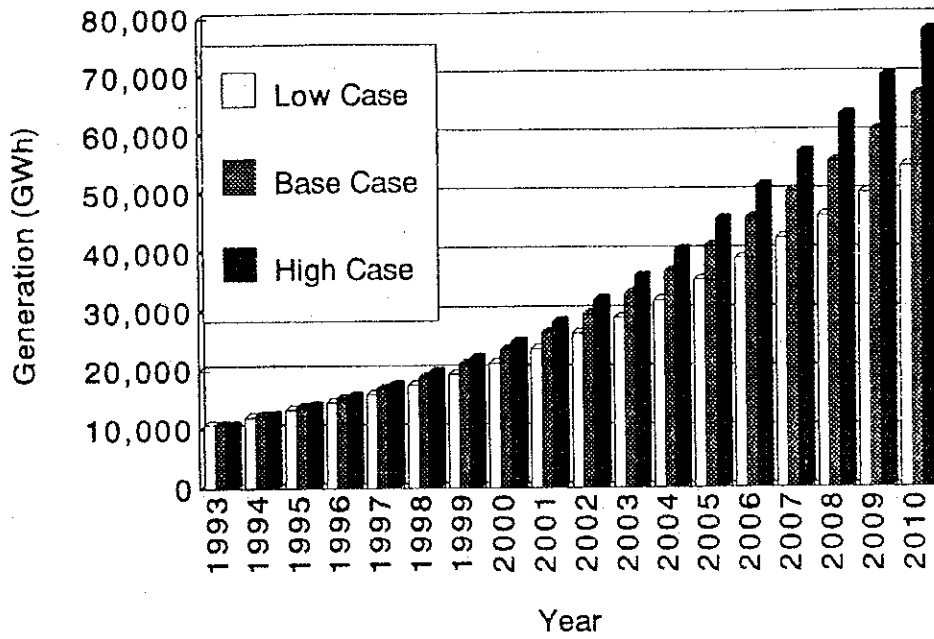


Figure S-2 Peak Load Forecast up to 2010

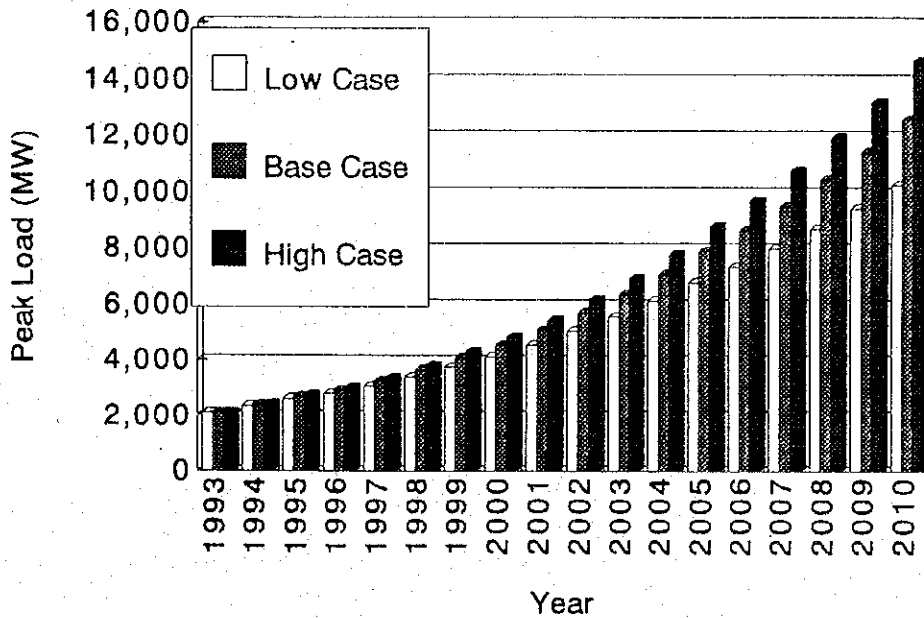


Figure S-3 Power Generation Forecast up to 2010 (Whole Country)

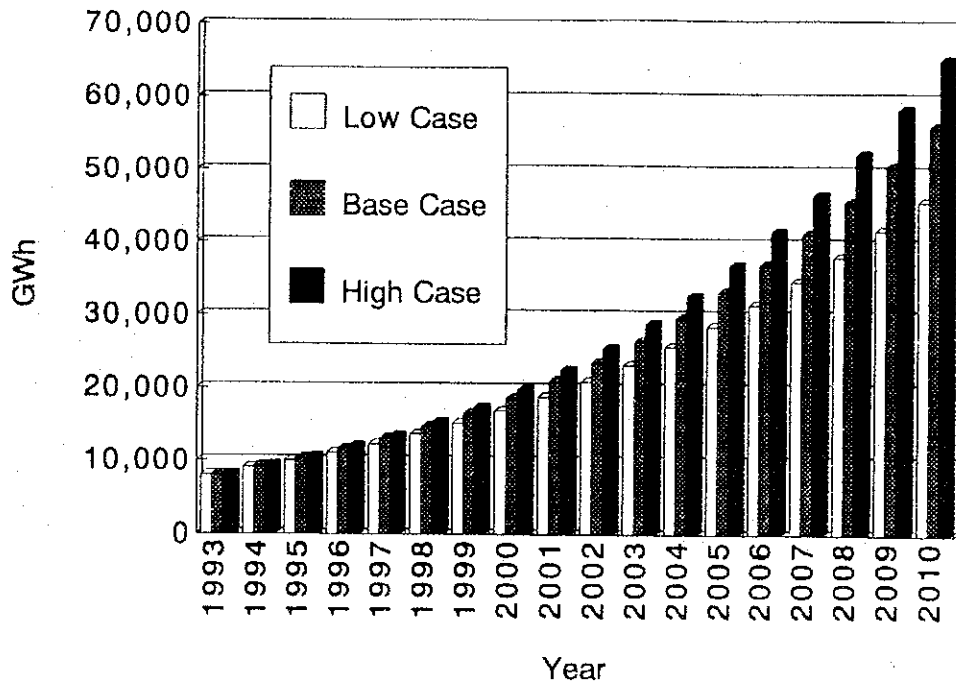
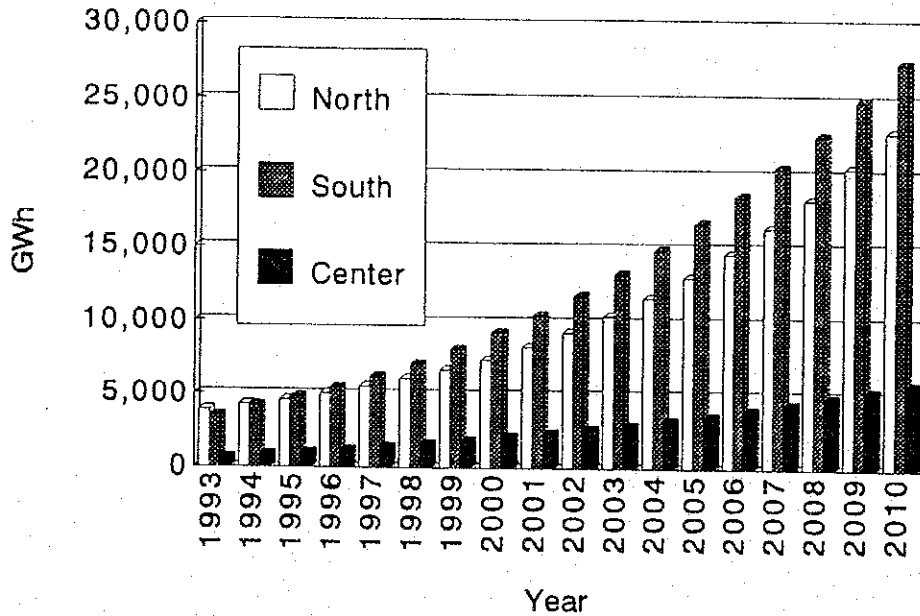


Figure S-4 Power Demand Forecast by Region (Base Case)



Part II 電源開発計画の策定とこれに含まれる個別事業優先順位決定のための調査

6. 個別案件計画の見直しと評価

(1) 2010年までに必要な電源開発量は膨大なものとなる。既に開発することが決定している地点に加え、2000年代を通じて開発が予定される水力および火力発電計画地点について検討を行った。検討に当たっては、開発計画に本質的な影響を与えられとされる2つの要因について配慮した。すなわち、1つは Son La 水力計画の開発規模であり、他の1つは南部地域で開発される天然ガスの生産量の見通しである。

(2) 水力計画地点については調査対象期間中に開発が可能な地点として Son La 計画を含む18地点についてそれらの発電電力量および工事費について検討し、B/C指標による計画地点間の経済性の優劣を求めた。

検討結果の概要は次の通りである。

(a) 3大河川 (Da, Se San, Dong Nai) 水系の計画地点について下流の既設発電所へ与える下流増減発電電力量を考慮して再計算した結果、Thuong Kontum を除いて既検討の値より水系全体の発電電力量は若干増加した。

(b) 工事費の検討結果はIEV工事費資料と比べ多少の差がみられたが、全工事費の差は約7%以内であり、妥当であると考えられる。

(c) Son La計画についてはプレ・フィージビリティ調査が終了している段階で、その開発規模やダム・サイトが確定されていないため、最適開発規模は現時点では明らかではない。このため、本調査における長期電源開発の検討には大規模開発計画案 (3,600MW) と小規模開発計画案 (2,400MW) の2つの計画案を前提として検討を行った。

Son La (大) と (小) のB/C指標をピーク負荷時間別に評価した結果、Son La (小) はミドルピーク対応電源、Son La (大) はミドルベース対応電源として位置付けられる。

- (3) 火力計画地点については北部地域では石炭火力を、南部地域では発電用燃料の消費可能量とその価格によりガスコンバインド・サイクル火力か石炭火力の選択肢がある。電源開発計画の検討のために将来の火力開発計画予定地点について検討するとともに、火力発電の経済性の指標として平均発電単価を求めた。

7. 発電用燃料

- (1) 石炭はその殆どが北部地域に賦存しており、その埋蔵量は約30億トンと想定され、可採埋蔵量だけでも5億トンを超える。現在の生産能力は原炭 1,000万トン/年、精炭 800万トン/年であり、2000年代を通じて新たな増産のための設備投資の要否は大口需要家である電力部門の消費如何による。
- (2) 天然ガス資源は、現在 Bach Ho 油田開発の副産物として随伴ガスが産出されている。しかし、同ガスは燃料として利用されるに至っていない。埋蔵量は 200億 m^3 と推定され、Ba Ria-Vung Tau 地区に対するガスパイプラインの布設が1995年に完了することにより随伴ガスの発電利用が始まる。他に現在確認されている天然ガスはいずれも随伴ガスで、RongおよびDai Hungの両油田を併せて82億 m^3 である。また、Lan Tay および Lan Do ガス田（非随伴ガス）が BP/Statoil グループにより開発中であり、約600億 m^3 の埋蔵量があると企業側は公表しているが、現時点では確認埋蔵量に至っていない。これらのガス田は陸地から遠い沖合（約 270km）にあり、水深も深いためそのコストは高いものとなることが懸念されている。
- (3) 天然ガスの探鉱はいまだ途上にあり、その将来の利用可能性を現在の段階で断定するのは早すぎるが、火力発電に利用できるガスの入手可能性については慎重に判断すべきである。現時点では、可採埋蔵量の観点で天然ガスは石炭に比べ資源制約度が高い。

8. 電源開発計画

- (1) 最適電源開発計画の策定に際しては、ある一定の条件のもとで計画期間中の総費用（資本費、燃料費および運転保守費用）について最小費用法により評価決定した。これは1993年を基準年とし、総費用を1993年の現在価値に割り戻した値が最小になるようなシナリオを求める方法である。

(2) 電源開発計画の策定に際しては、支配的要因になると思われる Son La 水力計画の開発規模（大規模／小規模：SL／SS）および天然ガスの生産量（生産量 大／小：GL／GS）の組合せから成る 4 シナリオを基本ケースとした。ガス生産量は、随伴ガス合計 282億 m³（小）、およびは非随伴ガスを含む 570億 m³（大）を発電用燃料として想定している。また、Son La 水力計画の重要性を検証するために同計画を開発しないシナリオ（NS）についても検討した。計算の結果、最小費用法に基づく各シナリオの順位は以下のとおりである。

Table S-2 Development Priority Among the PDP Scenario

順位	1	2	3	4	4	6
シナリオ	SS/GL	SS/GS	SL/GL	SL/GS	NS/GL	NS/GS
組合せ内容	Son La 小 ガス 大	Son La 小 ガス 小	Son La 大 ガス 大	Son La 大 ガス 小	Son La 無 ガス 大	Son La 無 ガス 小
総費用	14.36	14.73	14.74	14.98	14.98	15.43

(注) 総費用の単位：10億米ドル

最小費用のシナリオSS/GL（143億6千万米ドル）と他シナリオとの費用差は、シナリオSL/GSで6億2千万米ドルの増、シナリオNS/GSで10億7千万米ドルの増になる。経済性の面から得られる結論は次の通りである。

(a) Son La水力計画を開発しないシナリオはそれを開発するシナリオより総費用は高くなり、Son La水力計画を開発することの妥当性が経済性の点から検証された。

Son La計画の開発規模の比較では、小規模開発の方が経済性が良いとの結果となり、一般的にいわれるSon La大規模開発のスケールメリットが得られていない。この結果は、入力条件によって逆転することも考えられるので個別地点の詳細な検討をするため、早急にF/Sを実施することを勧告する。

(b) 天然ガス生産量の大小については生産量大のケースの方が経済性があるとの結果が得られた。これは、石炭火力よりも発電単価の安価なコンバインドサイクル火力が増えることにより、全体として経済性が良くなることを示している。

しかし、石炭火力とコンバインドサイクル火力との経済性の比較は、調達される燃料価格次第で逆転し得る範囲にあるので、南部地域の火力発電計画の形式選定に

あたっては燃料の長期的な供給の確保とその価格動向を十分調査のうえそれを反映させることを勧告する。

(3) 最小費用法は、地域間を結ぶ連系送電線の融通電力についても考慮されており、一例としてシナリオSS/GSにおける各地域間の年間融通電力量は約 2,000GWhで、その内訳を Annex-1 に示す。また、各地域別給電運用の例を Annex-2 に示す。

(4) シナリオ別に個別プロジェクトの実施計画と諸元を Annex-3 に示す。

これによれば、本調査計画期間中（1996～2010年）に必要な電源開発設備容量はおよそ 12,500～13,000MWと算出された。

(5) 感度分析の結果は以下のとおりである。

(a) 電力需要による Son La 水力計画の経済性感度分析

Son La小規模開発では電力需要の伸びの大小にかかわらず、その経済性は変わらない。

(b) 供給信頼度の指標である供給不足期待値（LOLP）を緩和した場合

LOLPは、1998年以降一律年1.0%以内と仮定していたが、感度分析ではこの制約要因を緩め1%から3%に変更した。需要がベース・ケースでSS/GSのシナリオの場合、総費用が約3%節約可能である。LOLPを緩和することにより、2010年頃で南の石炭火力2台を節約でき、火力・水力の運開年を1～2年遅らせることが可能である。

(c) Son La水力計画の運開が2年遅延する場合

シナリオSL/GSで2億5千万米ドル、SS/GSで2億9千万米ドル、それぞれ費用は増加した。従って、Son La水力計画は早期開発が望ましい。

9. 最適電源開発計画の策定

(1) 前項8では、代替案（6つのシナリオ）に対して総費用に基づく経済性比較を行った。最適電源開発計画の選定に資する評価基準として、経済性比較に加え発電運用面、発電用燃料資源、社会環境の配慮に加え、感度分析として電力需要が高い場合の経済性、および Son La 開発遅延の影響について多面的考察を行い、最適な電源開発計画を選定した。

(2) 発電運用面から得られる結論は次の通りである。

- (a) 北部の Ban Mai水力、Dai Thi水力および中部地域の水力計画地点は2007年頃までに開発を終了することが望ましい。その結果、中部地域は2000年代を通じて電力移出を行うことになる。南部は逆に、北部・中部から2000年代を通じて電力移入する状況が続く。
- (b) 北部の石炭火力は、負荷調整用として運用されるため年間稼働率はあまり高くない。一方、南部のコンバインドサイクル火力はベース負荷として運用されるため、高い年間稼働率で運用される。南部地域が移入する電力は、24時間継続して受電するパターンとなろう。
- (c) 電力融通は活発であり、北部→南部は1996～2010年の期間を通して年間約2,000GWh、中部→南部は2000年以降年間約1,500～2,500GWhである。

(3) 発電用燃料の2000年代後半の消費量を次表に示す。この表から次の結論が得られる。

- (a) 石炭の年間消費量はガス生産量(小)のシナリオ(NS/GS、SS/GS、SL/GS)に特に配慮する必要がある。2010年における石炭消費量をみると、Son La水力を開発しない場合で約11百万トン、Son La(小)で880万トン、Son La(大)で690万トンになる。現在の精炭生産能力(800万トン/年)を考慮に入れると、石炭部門の増産は何れのシナリオに対しても必要となる。Son La水力の開発は、石炭増産の低減に貢献する。

Table S-3 Simulation Results for Fuel Consumption of Coal and Natural Gas

ケース	燃料	単位	2000	2005	2007	2008	2009	2010
SL/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.6	3.4	3.0	2.8	2.8
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.5	3.3	3.6	4.2	4.5
SL/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	3.4	4.2	4.8	5.6	6.9
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4
SS/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.7	3.0	2.9	3.0	3.4
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.5	3.0	3.3	4.0	4.6
SS/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.9	4.6	5.7	7.1	8.8
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.1	2.3	2.4	2.4	2.4
NS/GL	石炭	10 ⁶ t	1.3	2.6	3.8	4.1	5.2	6.8
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.2	2.8	3.4	4.0	4.5
NS/GS	石炭	10 ⁶ t	1.3	3.5	4.8	6.1	8.7	11.2
	ガス	10 ⁹ m ³	0.6	2.2	2.3	2.4	2.4	2.4

(b) 非随伴ガスを含むガス生産量（大）のケースは、石炭増産の低減に貢献すると同時に電力の安定供給にも貢献する。ガス生産量（大）のシナリオ（SL/GS、SS/GL、NS/GL）を比較検討すると、SL/GLは石炭増産の低減に関し最も望ましいシナリオと言える。しかし、非随伴ガスの開発は電力部門を含め他セクターのガス需要に依存する。現時点では、ガス生産量（大）の可能性は確度が低い。

(4) 発電計画地点に対し、環境影響配慮の面から検討を行った。

(a) 石炭火力発電計画においては、使用予定の石炭の硫黄含有率が低く、環境基準に抵触しないので、脱硫・脱硝装置は計画地点の工事費に算入しなかった。しかし、環境保全に対する意識は社会・経済の発展とともに変わっていくものであり、地点選定調査の段階で現地調査・EIAに基づいて最終的な対策が決定されることとなる。脱硫装置の費用は建設費の10～15%とされており、発電単価に与える影響は大きい。石炭火力の投入は、ガス生産量（大）に比べ（小）の方が多いため。脱硫・脱硝費用を含めるとガス（大）と（小）の費用差は更に拡大する。

(b) 水力発電計画に対する環境配慮として、すべての地点に対しある割合の“補償費”が計上されており、調査団は全体としてそれらの費用を妥当であると判断した。しかしながら、Son La計画は、その貯水池面積の巨大さから（大規模案で 508km²、小規模案で 275km²）周囲環境に及ぼす負の影響が予想され、移転住民に対する“補償費”のみならず、“環境保全”に係る費用も必要とされよう。Son La（小）は、Son La（大）に比べ周囲環境に及ぼす影響が少ないという意味で優位である。

Son La水力計画の開発規模の決定に当たっては、フィージビリティ調査（F/S）における技術的・経済性検討はもとより、EIAによる環境影響の問題についても説明することを勧告する。

（Annex 4 参照）

(5) 感度分析から得られた特記事項は次の通りである。

(a) 電力需要が高いケースでは、総費用は、SLのシナリオがSSのシナリオより約5億米ドル高くなり、Son La水力計画の開発規模についてはやはり小規模開発の方が経済性が良いとの結果になった。

(b) Son La水力計画の運開が何らかの事情で2年遅延ケースについてその経済性について検討した。

その結果、シナリオSL/GLで2億5千万米ドル、シナリオSS/GSで2億9千万米ドル、それぞれ総費用は増加した。すなわち、Son La水力計画は早期開発が望ましいことが検証された。

(6) 最適電源開発の策定は経済性に加え、上記の要因をも含めて次のように総合的な評価を行った。

Table S-4 Evaluation of Selected Optimal PDP Scenario

検討された事項	SL/GL	SL/GS	SS/GL	SS/GS	NS
総経費による経済性	○	△	◎	○	×
発電運用面	○	○	○	○	○
発電用燃料資源	×	◎	×	○	×
社会環境配慮	×	×	△	△	○
高い電力需要の場合の経済性	△	△	○	○	△
Son La水力開発遅延の影響	△	△	△	△	-
総合評価	×	×	○	◎	×

評価のレベル：◎ 推奨できる，○ 望ましい，△ 実現可能，× 不確定

上表において発電用燃料資源（天然ガス産出量および国内石炭の大幅な増産）と社会環境配慮（特に Son La 水力計画の大規模開発案に対するもの）は不確定要因であると考えられる。

これから得られる結論は次の通りである。

- (a) Son La水力計画は開発することが望ましい。
- (b) 現時点で推奨し得る電源開発計画のシナリオはSS/GSである。
- (c) 天然ガス資源が十分な量で、かつ妥当な価格で入手可能となれば、シナリオSS/GLを指向することにより全体として経済性は向上する。
- (d) Son La水力計画については、本調査では小規模開発が望ましい。
- (e) Son La水力計画については、社会環境、自然環境を含めたF/Sを早期に着手することを勧告する。

10. 電力系統拡充計画

- (1) ヴィエトナムの電力系統は北部、中部、南部の 220kVを主要電圧とする3つの地域電力系統が、500kV送電線により連系されている。

この500/220kV 全国送電系統に対し第8章・第9章で検討したシナリオSS/GS (Son La 2,400MW、天然ガス(小))の電源開発計画に対し電力潮流解析を行った(計算は2000、2005および2010年の3ケース)。

- (2) 220kV 系統拡充に対する各地域系統に共通する事項として、送電線用電線のサイズは近い将来の電力潮流を考慮して決めることを勧告する。

2005年を目標とする北部 220kV連系拡充計画は、2010年までの電力需要に対応するのに十分な容量を有しており、Son Laあるいは Quang Ninh 計画の開発に伴い一部増強を行うことで対処できる。

中部地域の 220kV系統計画は2005年までの電力需要に対応するのに十分である。2006~2010年の間に Da Nang - Hoa Khanh - Hue および Plei Ku - Qui Nhon に第2の回線が必要となる。

南部地域の2010年までに建設あるいは計画中の 220kV系統は高い需要の伸びと、ホーチミン地域への需要の集中のため根本的な計画の変更が必要である。

- (3) 調査団による電力潮流解析に基づいた500kV系統拡充計画によると、Hoa Binh - Plei Kuの第2の 500kV送電線は2010年までは特に必要ないと考えられる。2000年直後には、Ha Tinh に 500/220kV連系用変圧器を設置し、220kV Hoa Binh - Dong Hoi 送電線の安定した運用を図る必要がある。Plei Ku - Phu Lam の第2の 500kV送電線は Yaly その他水力発電所の発電電力を南部地域へ送電するために必要となる。

メコンデルタ地域の2000年以降の電力需要に対応するために Phu Lam - Thot Not に 500kV送電線を計画した。

- (4) 本調査対象期間(1996~2010年)における送電線設備の所要量は 500kV 2,170km - 回線、220/110kV が 17,626km - 回線、中・低圧が 336,000km - 回線である。また、所要投資額は84億米ドルと算出された。

Part III 電源開発計画の具体化にかかる基本政策及び戦略の提言

11. 省エネルギーの評価

省エネルギーを測る重要な指標として、「一次エネルギー総供給量に占める電力セクターの割合」、「電力セクターの一次エネルギー投入量に対する発生電力量の占める割合」、そして「電力セクターの一次エネルギー投入量に対する最終電力消費量の占める割合」がある。これら指標を国別に比較すると下記の通りである。

Table S-5 Energy Index 1992 Records of Selected Asian Countries
(単位：%)

	PEI/TPES	発電電力量/PEI	最終電力消費量/PEI
ヴェトナム	49.5	24.6	17.7
タイ	35.7	38.8	33.5
マレーシア	23.2	38.7	35.0
フィリピン	40.9	26.6	23.0
インドネシア	17.3	36.3	28.3
韓国	26.6	37.2	32.4
台湾	40.9	37.8	33.3

(注) PEI … 電力セクターに対する一次エネルギーの投入量。
 TPES … 一次エネルギー総供給量。
 ヴィエトナムは1990年の値。その他は1992年の値。

ヴェトナムでは電力セクターで消費する一次エネルギー量は総供給の約50%を占める。これは、他国の同指標に比べ高く、電力セクターにおけるエネルギー節約が重要であることを示唆している。発電量/PEIはマクロな意味で発電効率の大小を表し、発生電力量/PEIと最終電力消費量/PEIの差は総合ロス率の大小を示している。以上のエネルギー部門における電力セクターの位置付けを踏まえた上で、ヴェトナムの電力セクターにおける省エネルギー評価とその対策を検討した。

(1) 火力発電所

(a) 1995年時点で運用されている火力発電所 Pha Lai, Ba Ria GT, Thu Duc GT, Ninh Binh, Uong Bi, Thu Duc (石油) の内、2000年代に発電供給力として期待できる発電所は Pha Lai, Thu Duc GT そして Ba Ria GT の3ヶ所である。

従って、これらガスタービンを活用してコンバインドサイクル火力にすることは

発電効率の向上につながり省エネに貢献する。しかし、既設 Pha Lai 発電所については新設される Pha Lai II の運開により同発電所の発電供給力への寄与が大幅に低下するため、省エネルギーに対する寄与はあまり期待できない。

(b) 省エネルギーの観点から大きな効果を発揮する要因は平均熱効率である。

PDP (SS/GSのケース) シミュレーションの結果、各年の全国平均熱効率は以下のように推定できる。

年	1995	2000	2005	2010
平均熱効率 (%)	27.0	37.5	40.5	37.1

同表から得られる主要点は下記の通りである。

- ・ほとんど全ての新規火力は高い熱効率の故にベース供給力として高稼働率運用が行われる。また、発電単価の安価な水力はベースとともにピーク供給力をも分担し、老朽火力は順次ピーク供給力として稼働率は低下する傾向となる。これは系統全体としても最も経済的な電源構成となり、ひいては省エネルギーに貢献する。
- ・北部の石炭火力は2000年代を通じてベース運転は期待できず、低稼働率で運用される。したがって、省エネの観点からその設計に際し daily - start / stop 運転を考慮することが望ましい。

(2) 送電/配電システム

(a) 送配電損失については、“少ない程良い”と言うことは明白である。しかし、種々の損失低減手段を実施するには一定の投資が必要であり、実施に当たっては財政的制約を受けることになる。種々の損失低減策は経済的評価を考慮に入れて実施する必要がある。いずれにしても、将来のベトナムと同程度の開発途上国の実情を考慮に入れて、送配電損失率を本検討期間中に現状の20%から半分の10%程度(タイの現状に相当)に低減することを目標とするのが妥当と考える。

日本の経験では、1951年から1960年に亘って送配電ロス率は25.3%から半分以下の11.4%に急減した。これは、“高圧”配電電圧を3.3kVから6.6kVに上げたこと、絶縁電線の使用、配電区域の整理・統合等の改善によった。

(b) 送配電損失を削減する確実な方策として下記事項が考えられる。

- ・配電システムの改善に関しては、中圧側の20kVを全国的な配電電圧とし、低圧側には絶縁線の適用が重要である。これは現在実行中であり、ロス低減に顕著な貢献をするであろう。
- ・110kVの長距離送電線の電力損失は、送電電圧を110kVから220kVへ昇圧することにより損失を低減することができる。110kVで供給している地域への220kV系統の延長に当たっては電力潮流の検討、経済性の確認などを行う必要がある。
- ・線路用の最適な電線サイズは、耐用年数を通じての総コストを最少にするように、経済評価を行って決定する。MW及びMWhにおける電力損失の評価は、標準火力発電所の発電単価により行われる。
抵抗損失の減少（損失は電線断面積に反比例）により経済的利益が大きくなることから、大きな電線を使用することによる建設コスト増は相殺される。この検討により想定しているより大きな電線が有利になることが多い。
- ・ベトナムの電力系統の運転力率は低く、110kV線の引出し点で80～85%である。低力率での送電は電力損失を増加させるだけでなく、電圧降下の原因ともなる。

電力系統運用の立場からいえば、力率は配電線末端の需要端で改善するのが一番良い。小さい一般の需要家に電力用コンデンサーを設置することは実用的でない。大口需要家に電力用コンデンサーを設置させて、受電端力率を90～95%に改善させることを勧告する。政策的に、高力率機器（力率改善用電力用コンデンサー付属及びその他の方式）の使用を促進するのが望ましい。

(3) 最終消費部門

(a) ベトナムに於ける電力消費は製造用と民生用需要が主である。1994年実績(9,198GWh)では、製造用需要が44%、民生用需要が41%を占めている。従って、省エネルギーの主たる対象は、第1に製造、第2に民生部門となる。

省エネルギーの目標を現時点で見通される需要の10%とおき（ベース・ケース）、これが達成されるとすれば2000年時点で1,863GWh、2010年で5,595GWhの省エネルギーになる。

(b) 省エネルギーを達成するためには、産業・民生分野における省エネ施策が必要になる。省エネ対策に先立ち、省エネルギー・マスタープランとしてエネルギー消費に関する詳細な実態調査が不可欠になる。

(c) 省エネルギーに資するデマンド・サイド・マネジメント (DSM) プログラムを策定する。例えば、ピーク時の負荷抑制、計画的な設備稼働、設備補修、蓄熱運転等に代表される負荷平準化努力を評価する「電力需給調整契約制度」、或いは「時間帯別電気料金制度」である。

(d) マスコミ・メディアを媒体とする省エネ運動の普及は省エネ効果に貢献する。

省エネ運動はきめ細かく推進することが肝要で、例えば、蛍光灯の価格（1～2万ドン）は電球のそれ（400～2,800ドン）より高いが、電気料金、光源効率、耐久年数から需要家が総合評価できる広報活動が挙げられる。

12. 環境保全計画

国の環境保全計画の全般の状況を調査することに加えて、マスタープラン調査であることを勘案して、下記の項目が調査されている。

- 国の環境政策と制度上の枠組み
- 国の自然環境及び社会環境の現状
- 水力発電プロジェクトにおける環境配慮の現状
- 火力発電プロジェクトにおける環境配慮の現状
- 将来の環境保全を促進するための考え方及び勧告

調査結果および勧告は下記の通りである。

- (1) 環境基本法および環境影響評価 (EIA) に関する規則は1994年までに既に制定されているが、今後の開発計画に対する同法と規則の適用がどのように実施されるかが重要になる。また、EIAの実施に際しては先進国や世界銀行の環境アセスメント関連指針・基準を参考にすることが望ましい。

- (2) 森林面積は国土の約25%に低下している。従って、植林が今や重要な課題となりつつある。一方、同国には53の少数民族が山岳地を中心に全国に分布している。従って、電源開発計画においては、影響を受ける少数民族の生活保全も重要な課題になる。
- (3) 既設火力発電所の設備稼働は、貧弱な保守作業と部品の不足のためかなり低下している。保守業務を強化することが環境保護並びに省エネルギーの双方の観点から必要である。一方、現時点では大気環境基準が定められているが、煤煙排出基準の制定を至急行うべきである。今後は、特に石炭火力の場合、集塵装置と排煙脱硫装置等の環境保全機器を必要に応じて既設、新設のプラントに設置することが必要である。
- (4) 水力発電の開発に際しては、水没地区住民の移転とその補償が最大の問題点である。Hoa Binhダムの教訓を踏まえ、事前における確実な移転計画の作成、並びに移転を管理する運営委員会の設置が望まれる。移転予算の確立、各関連政府機関及び所管電力公社の責任分掌、移転後の生計などを包括する総合プログラムの確立を勧告する。

13. 基本的な政策枠組の策定

- (1) ヴィエトナム政府は電気料金を2000年までに現在の 500ドン/kWhから 770ドン/kWh (7セント/kWh) に値上げする意向である。これによりヴィエトナムの電気料金はタイやインドネシアなど他のアジア諸国のレベルに達する。この料金水準はこれらの国々と外国投資誘致などの商業ベースで競争するための上限と見なされるべきである。
- (2) 料金制度上下記の改訂を実施するよう勧告する。
- (a) 現行の料金制度では家庭用と産業用の料金格差が小さく設定されている。これは家庭用料金が実際のコストよりも低く設定されている政策料金を意味する。政策料金を是正するためには現行の3段階料金の2段・3段料金(600ドン/kWh, 800ドン/kWh)を漸次引き上げることが望ましい。
- (b) 経済政策として産業用電力料金を抑制し、ヴィエトナム企業における生産費の比較優位を保持させることが望ましい。

(c) kW料金の導入（特に産業用）は公平原則及び電気料金制度の近代化の観点から推進することが望まれる。

(d) 時間帯別料金（time-of-use tariff）の導入はピーク負荷の抑制に貢献する。

(3) 先進工業国の多くは総括原価を電気料金算定の基準にしている。この総括原価（適正原価＋適正報酬）を販売予定電力量で除した単価で算定する方法を平均費用法と呼ぶ。これに対し、増分費用を増分需要で除した単価で算定する方法を限界費用法と呼ぶ。前者は財務費用の回収、後者は経済便益を最大にする料金水準として特色づけられる。両算定法は一長一短あるものの、ヴィエトナム電力公社（EVN）は現行料金水準を将来長期限界費用まで上げる予定である。長期限界費用による料金は割高であるが、BOTで代表される民活型発電事業にとっては採算性が保証される料金水準である。実際は料金算定に当たり長期限界費用を一つの目安として参考にすることが望ましい。

(4) 電気料金が値上げされる場合には電気料金制度において何らかのコスト削減のためのインセンティブを組み込むことが要求される。そのためにも電力会社全体の費用削減のための方策として品質管理活動の導入を図ることを勧告する。その品質管理活動には電力会社社員の全面的な参加が期待される。

(5) 各種の税率の合計は全コストの10%以上になる。マクロ経済の観点から政府は原材料（電気）よりも付加価値（工業製品）への課税を行う方がよい。産業の国際的競争力のためにも電気料金レベルを低く保ち、より多くの付加価値を生み出す産業からの税収を得る方策をとる方がよいと考えられる。この面で現行税制の改革を勧告する。

(6) 会計制度

中央計画経済から市場経済への移行、およびEVNの設立に伴い、会計制度も変更されることとなった。新しく制定された会計制度は今年初めよりEVNに適用されている。

(7) 1995年1月のEVNの設立により多くの効果が期待されている。すなわち、財務体質及び技術力強化が見込まれる上、中央政府の長期国家開発計画にとって有効な活動が可能になると見込まれている。EVNはその支配下に数多くの独立採算性の関連会社を

有している。

EVNの設立に併せて、ハノイ市、ホーチミン市、PC1（ハノイ市を除く）、PC2（ホーチミン市を除く）、PC3の5地域をテリトリーとする地域配電会社が設立された。

これらの会社は地域独占会社であり、EVNより買電を行い、地域の需要家に売電を行うものである。EVNからの電力購入価格はEVNと地域配電会社間の交渉により決定される予定である。

人的資源は労働力のみと考えるべきではない。むしろ、付加価値を産み出すものと考えられるべきである。典型的な日本型労務管理は、組織活動、終身雇用そして中間管理職などにみられる人的資源管理で有名である。この日本型労務管理システムの利点は、従業員の知識経験を有効活用することにより付加価値（新製品、高品質、コスト削減など）を産みだすことができる点にある。

(8) 地方電化

地方のエネルギー開発、特に電化については、地方経済のインフラストラクチャの開発や生活水準の改善にとって重要である。ヴェトナム全体として、491地域（region）のうち416地域（85%）そして9,005のコミューンのうち4,942のコミューン（55%）が電化されている。1993年における地方への電力供給量は1,243GWh、国全体の電力消費量の16%に達している。

ヴェトナム政府は2010年までに住宅レベルでの電化率を70%程度を目標としている。しかし、以下の問題点が障害となると考えられている。

(a) 財政上の問題点：電気料金および税金に関する政策が皆無である。これにより、地方電化を行う上での十分な財源の確保がなされない。一般的に、小規模で分散した需要家への電力供給にかかる費用は高く、一方、投資に対する見返りはこれに比べて低いものとなっている。それゆえ、公営、私営を問わず、電力会社は地方電化にあまり投資を行わない。財務計画の確立が肝要である。

- (b) 技術上の問題：地方電化を進める上で、電力機器の保守運用において数多くの技術上の問題がある。これらの問題点は、配電網における機器の信頼性低下、高い損失そして発電所の低負荷率などである。

地方電化を推進する上での問題点及び地域特性（例えば、中部地域中小水力の活用）を十分に考慮に入れた上で、全国地方電化開発計画調査（マスタープラン）の実施を勧告する。調査対象地域は、既設配電網拡張計画地域を除く僻地又は山岳地区と仮定する。ベトナム（特に中部）は豊富な再生可能エネルギー資源（小水力）に恵まれており、その賦存量は 1,500～2,000MW である。従って、マスタープランの目的は、未電化地区における小水力を主体とする地方電化開発と仮定する。想定するマスタープラン調査のS/Wは下記の通りである。

フェーズⅠ：調査対象地域の選定

〃 Ⅱ：プレ・フィージビリティ調査の実施

〃 Ⅲ：政策・制度

地方電化を推進する上で、その他の重要な施策として

- 機器（水車、発電機、負荷調節器）の標準化
- 地域住民参加型プロジェクトに対する技術指導
- 単独プロジェクト型（小水力、ディーゼル、その他）電化事業に係る許認可制度及び組織体制

14. 将来の投資計画の評価

- (1) 1994年から2010年までの総投資額は 230億2,500万米ドル、年平均投資額は約14.7兆ドンであり、これは1993年のGDPの10.8%に相当する。電力セクターの投資計画は下記の表に示す。総投資の約73%（168億4,800万米ドル）が2001年から2010年までの期間に集中することがわかる。

Table S-6 Composition of Foreign and Local Finance

(単位：100万米ドル)

	1994-2000		2001-2010		1994-2010		
	外貨	内貨	外貨	内貨	外貨	内貨	計
発電設備	2,981	1,421	7,478	2,771	10,459	4,192	14,651
500kV送電線	18	15	392	256	410	271	681
220kV送電線	232	67	305	196	537	263	800
110kV送電線	153	93	610	390	763	483	1,246
中圧配電系	153	525	612	2,184	765	2,709	3,474
低圧配電系	140	379	460	1,194	600	1,573	2,173
合計	3,677	2,500	9,857	6,991	13,534	9,491	23,025

(2) 巨額の資金需要に対し、資金調達は電力公社と配電会社に分けて下記のように設定した。

(a) 第一期投資計画期間 (1994-2000)

Table S-7 Investment Plan - 1st Stage

(単位：100万米ドル)

	内貨	外貨	合計
EVN	国内長期資金 (1,443)	公的融資金 (3,291)	4,734
配電会社	政府財政資金 (365)	公的クレジット (1,078)	1,443

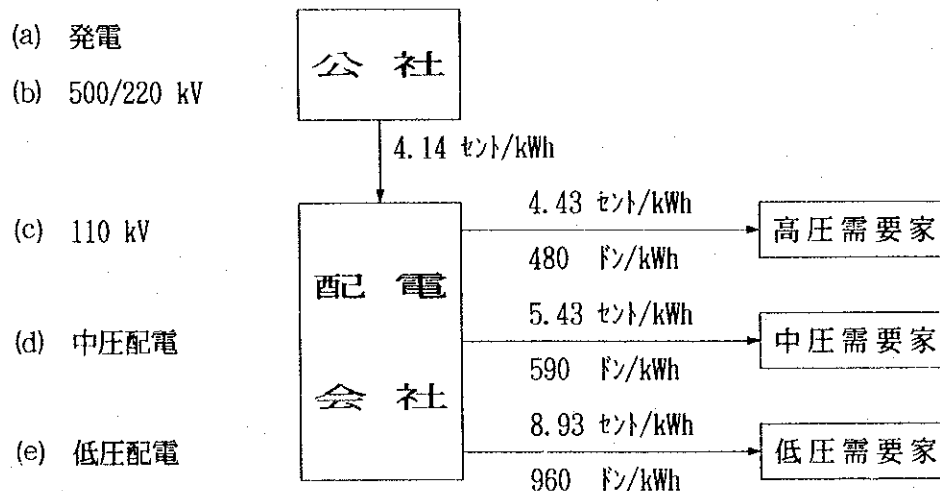
(b) 第二期投資計画期間 (2001-2010)

Table S-8 Investment Plan - 2nd Stage

(単位：100万米ドル)

	内貨	外貨	合計
EVN	国内長期資金 (1,565) 自己資金 (1,658)	公的融資金 (8,175)	11,398
配電会社	政府財政資金 (1,078) 国内長期資金 (2,690)	公的クレジット (1,682)	5,450

(3) 電気料金の予測は、先ず、2000年及び2010年までの長期限界費用（平均通増費用で代算）でkWh当りの平均単価を算定した。2000年までの長期限界費用で電力公社と配電会社の料金体系を整理すると下記の通りになる。



次に、一般世帯の支払い能力とピーク時間帯における各需要家の消費集中度を仮定して、料金水準及び将来予測を次表のように設定した。

Table S-9 Electricity Price Forecast

(ドン/kWh)

	1995	2000	2005	2010
電力会社	400	450	500	500
配電会社				
110 kV	480	530	530	530
中圧	500	590	590	590
低圧				
民生	500	770	850	960
商業	960	960	960	960
平均	580	680	690	700

(4) 電力会社と配電会社の財務諸表作成に当り、下記事項を仮定条件とした。

- (a) 課税項目は所得税（税引前利益に25%の課税）及び固定資産税を考慮。
- (b) 減価償却費は定額法を採用。
- (c) 投資計画期間の建設費用は取得原価で算定。固定資産の再評価は考慮していない。
- (d) 政府財政資金は配電会社の自己資本として組み入れる。

財務諸表は損益計算書、資金繰表、そして貸借対照表の一部（固定資産形成）を作成した。電気事業法人の将来の財務状況を示す指標として、固定資産に対する法人所得と金利支払額の比率（ROR）と、開発投資に対する自己資金（法人所得と減価償却費）の比率（自己融資率）を採用した。

Table S-10 ROR of EVN and PCs

(単位：100万米ドル)

	1995	2000	2005	2010
電力公社				
税引後所得	133.7	104.7	103.8	395.9
金利支払	15.0	334.9	626.9	656.4
純固定資産	2,399.6	6,330.8	12,448.7	13,760.4
ROR (%)	6.2	6.9	5.9	7.6
配電会社				
税引後所得	5.9	58.9	69.7	34.7
金利支払	0	20.9	140.5	251.0
純固定資産	699.0	1,875.0	3,396.0	5,432.0
ROR (%)	0.8	4.3	2.1	5.3

電力公社の場合、RORは2000年から2005年にかけて一旦下降する。これは、この期間中に電力投資が集中するからである。しかし、同比率は2010年に向かって徐々に上昇する。RORはASEAN諸国の電気事業法人では約8%、韓国とシンガポールでは約10%であることに鑑み、ベトナム電力公社のRORは決して低い比率ではない。配電会社のRORは電力公社のそれに比べ低いが、1995年以降徐々に上昇している。配電会社の自己融資率は計画期間を通じて約35%でほぼ一定している。

15. サポート・プログラムの策定

電源開発計画を円滑に実施する施策として、下記に示すサポート・プログラムをアクション・プログラムとして策定した。

- 電力統計の確立
- Son La水力計画のF/S
- 市場原理に基づく電気事業の改革

(1) 電力統計の確立

(a) 本スタディにおいて、マクロ経済、産業活動や電力需給構造に関する信頼性のあるデータベースの確立が重要であると強く認識された。データベースの確立のためにはまず信頼性のあるデータの収集から始めることが必要である。データの収集は、

- 1) 簡単なものから総合的なものへ
- 2) 供給サイドのデータから需要サイドのデータへ

3) 都市部から農村部へ

と段階的に進むのが容易であろう。

(b) 収集したデータはデータベースに格納される。データベースは ①検索システム、

②1次データの収集システム、③データの加工と2次データの作成機能からなる。

上記データベースを確立するためには以下のような手順が必要となる。

1) データの整理と分析

2) 概念設計

3) 機能設計

4) 詳細設計

5) コーディング

6) テストラン

7) 導入

(c) 1次データの収集システムは、調査票を作成して配布、回収するシステムと通信

ネットワークを利用する方法とが考えられる。

通信ネットワークは①メール・システム、②遠隔ジョブ入力システム、③実時間

処理システムと拡大して行く方法が現実的であろう。

(d) 電力データベースの確立のためのアクション・プランは以下のようなものである

と考えられる。

1) 電力データベースに関するMOE内の公式会議

2) 研修プログラムのためのIEVの人選

3) 研修プログラムの実施計画書の作成

4) 研修プログラムの実施

5) MOE下部機関としての電力統計局の設置

(2) Son La水力計画のF/S

フィージビリティ調査は技術調査と環境調査に大別される。各調査の調査項目は下記の通りになる。

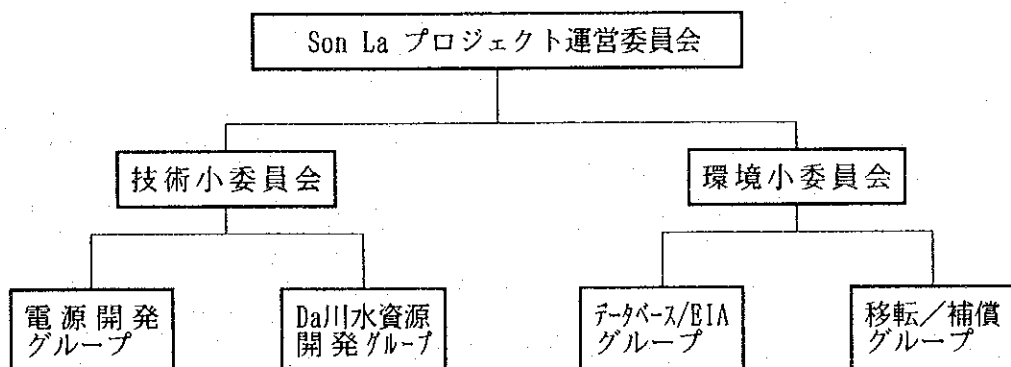
技術調査

- 1) ダムサイトの地質調査
- 2) 貯水池の基本諸元（堆砂量推定、LWL/HWLの設定）
- 3) 総合水利用計画（洪水調節を含む）。
- 4) 最適有効貯水容量の決定
- 5) Son Laダム（発電部分）の経済評価と、電源開発計画（PDP）におけるSon La水力計画の位置付についての再検討
- 6) 実施計画

環境調査

環境評価は大別して2つの分野に分類される。1つは移転と補償、他はデータベースとEIAである。移転と補償は、移転住民の算定と補償費の推定に留まらず、移転先の地域開発計画の策定が重要な事項になる。これは、移転住民に対する一貫した配慮に重きを置いているからである。データベースの構築とEIAの実施は、当該プロジェクトの実施により失われる経済生産、基盤施設、少数民族の文化／遺跡の保存などについて正確な情報を入手し、適切な環境対策を講じることが主目的である。

Son La水力計画F/Sの実施に当り、運営委員会（Steering Committee）の設置を勧告する。



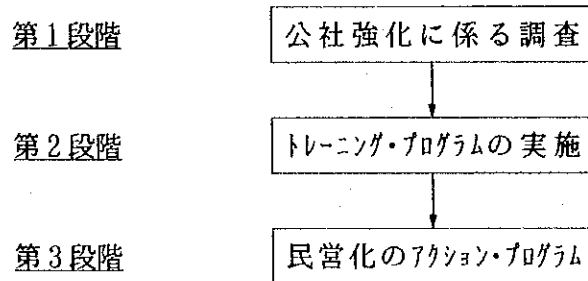
各小委員会の下に作業部会（グループ）を設置し、TOR作成等の業務に従事する。

(3) 市場原理に基づく電気事業の改革

1995年1月に電力公社の定款が政府通達として発令され、そこでは電力公社EVNをMOBに代る権限／規制機関として位置付けている。公社化は政府通達で実現したが、

係る調査を早急に実施することが望まれる。

経営・財務に係るサポーティング・プログラムは下記に示す手順で実施することを推奨する。



経営・財務調査の実施に先立ち、作業委員会の設置を提案する。同作業委員会でTORの作成、コンサルタントの選定を行う。また、EVN内にトレーニング・プログラムに係る作業部会の設置を併せて提案する。同作業部会は、実習／研修の実施計画、プログラム運営そして報告書作成に責任を負う。

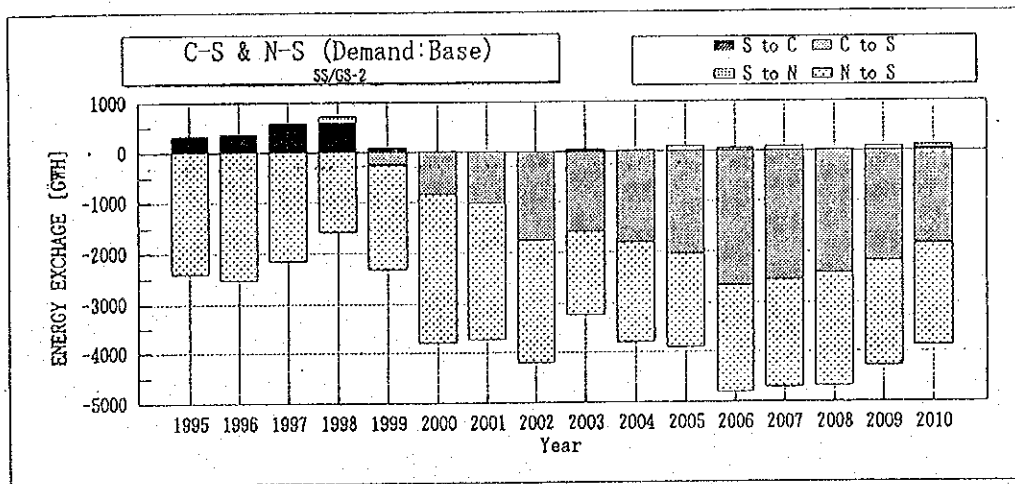
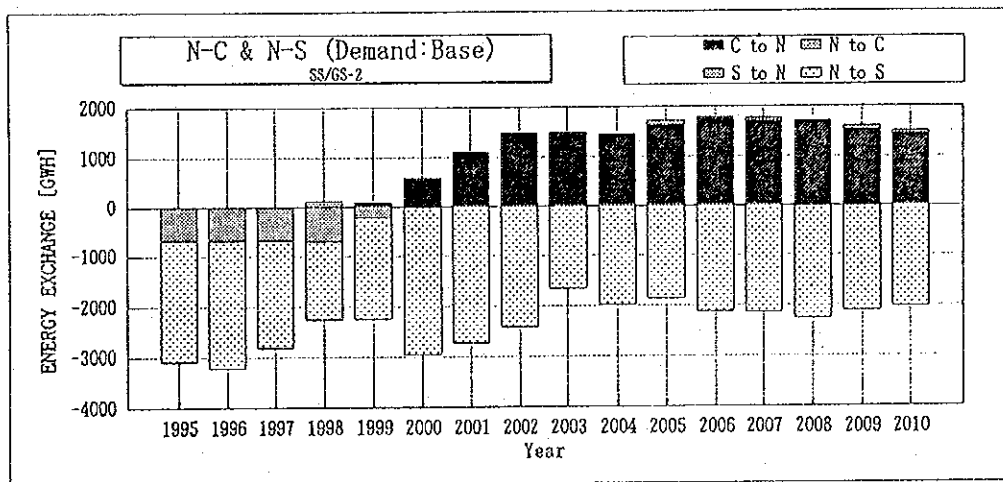
Energy flow on inter line N-C & N-S

Year	energy-transfer(GWh)		energy-transfer(GWh)	
	N to C	N to S	C to N	S to N
1995	684.0	2405.0	0.0	0.0
1996	685.0	2533.0	0.0	0.0
1997	681.0	2150.0	0.0	0.0
1998	695.0	1581.0	0.0	126.0
1999	199.0	2062.0	85.0	18.0
2000	5.0	2947.0	587.0	0.0
2001	0.0	2730.0	1102.0	0.0
2002	0.0	2428.0	1477.0	0.0
2003	0.0	1667.0	1444.0	42.0
2004	3.0	1979.0	1446.0	13.0
2005	0.0	1872.0	1616.0	96.0
2006	0.0	2133.0	1732.0	51.0
2007	0.0	2149.0	1687.0	74.0
2008	6.0	2257.0	1685.0	13.0
2009	11.0	2104.0	1624.0	77.0
2010	2.0	2034.0	1424.0	74.0
Total	2971	35031	15809	584

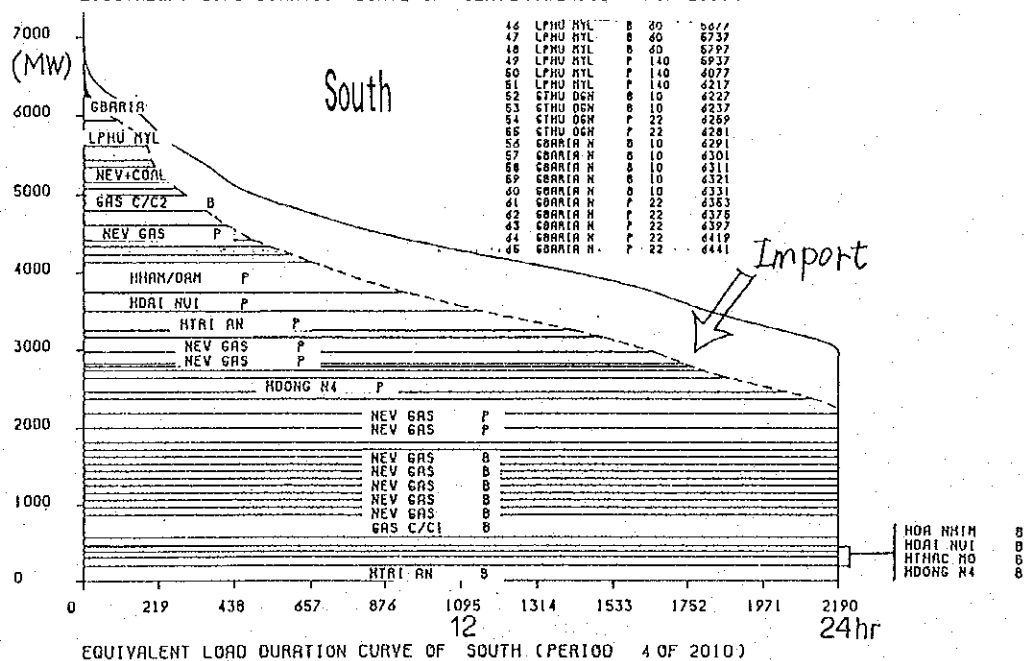
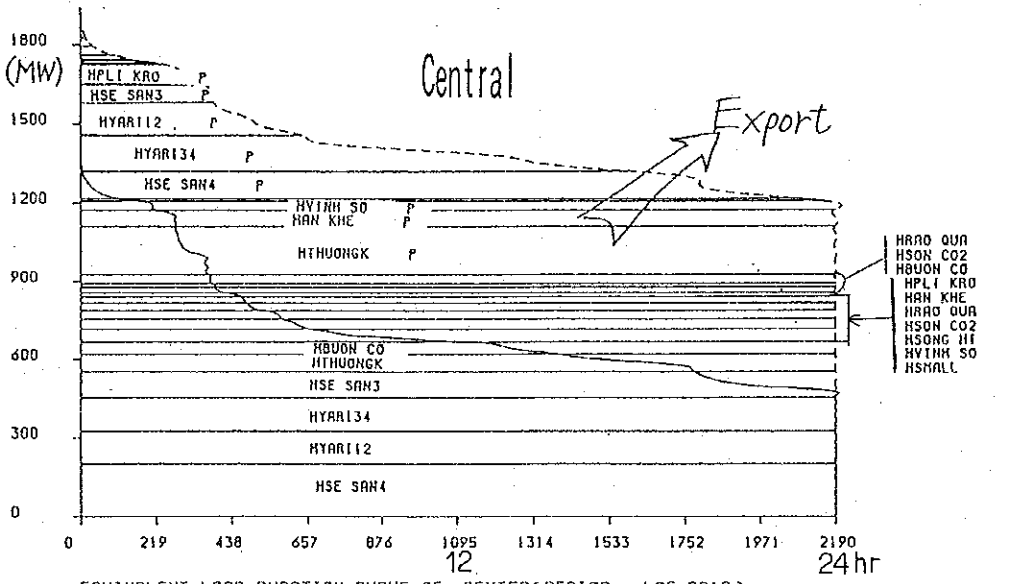
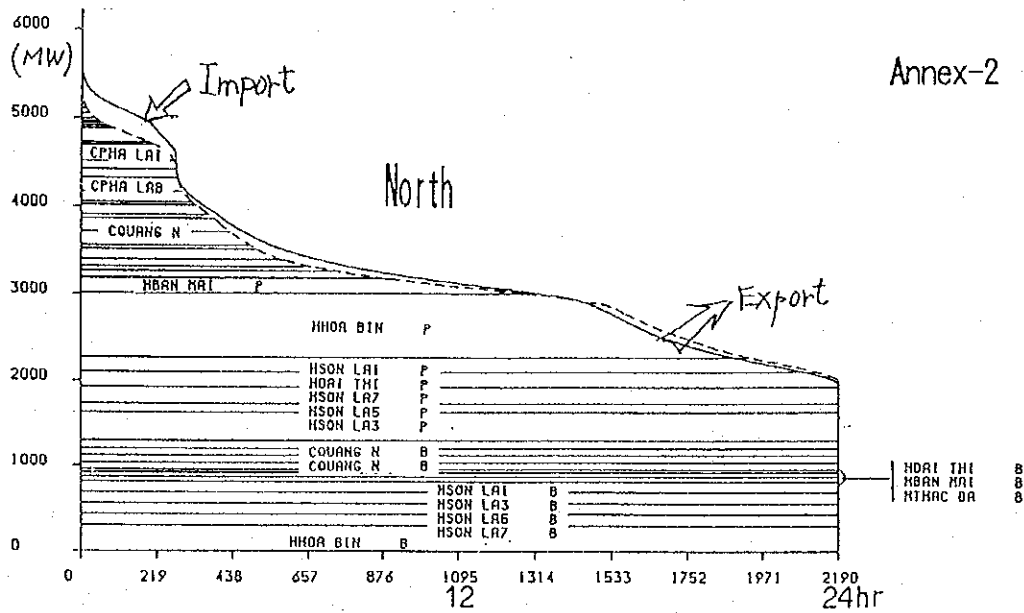
Energy flow on inter line C-S & N-S

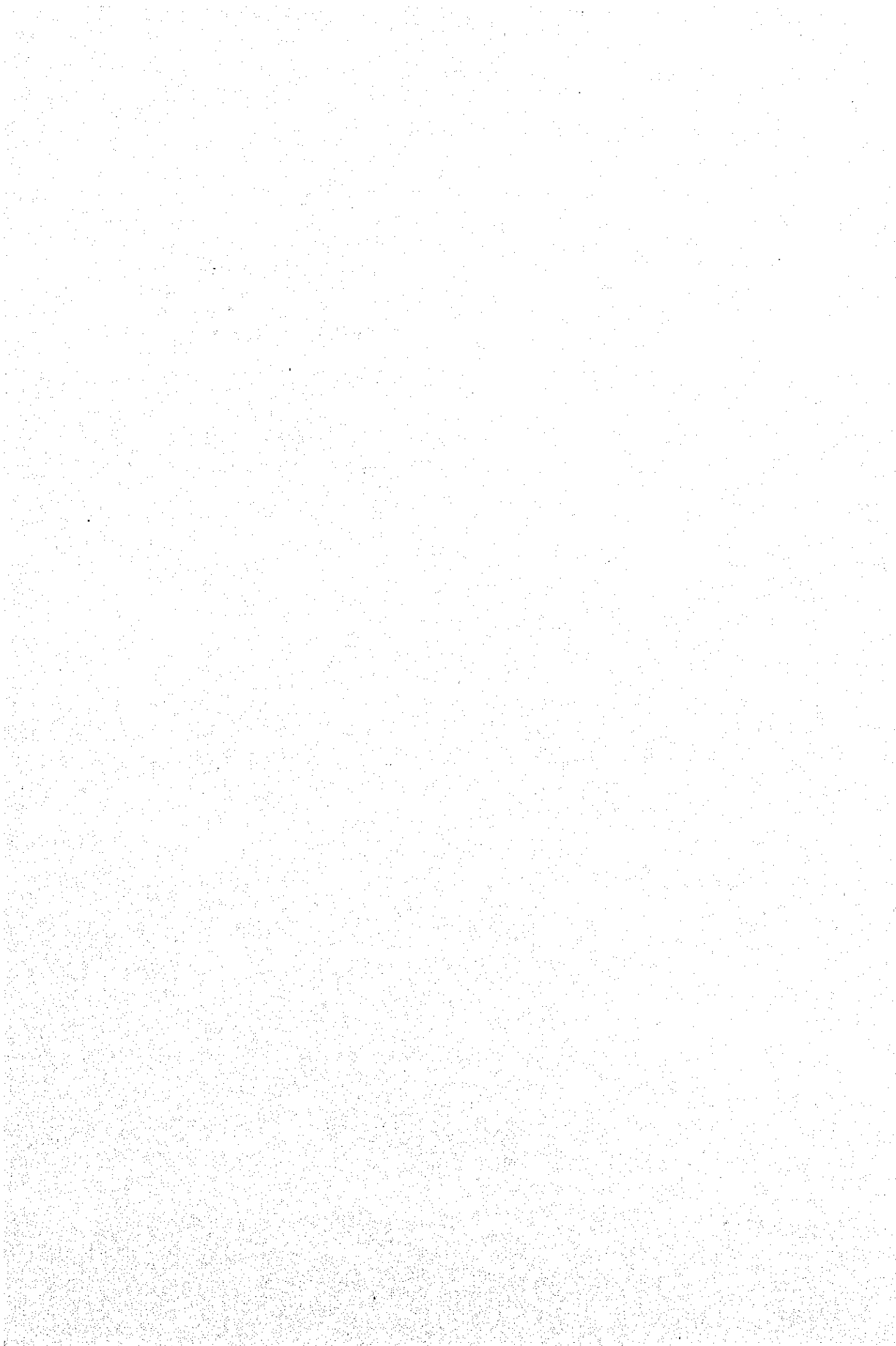
Year	energy-transfer(GWh)		energy-transfer(GWh)	
	C to S	N to S	S to C	S to N
1995	0.0	2405.0	317.0	0.0
1996	0.0	2533.0	369.0	0.0
1997	0.0	2150.0	574.0	0.0
1998	1.0	1581.0	595.0	126.0
1999	258.0	2062.0	90.0	18.0
2000	847.0	2947.0	24.0	0.0
2001	1004.0	2730.0	1.0	0.0
2002	1760.0	2428.0	0.0	0.0
2003	1577.0	1667.0	0.0	42.0
2004	1807.0	1979.0	14.0	13.0
2005	2035.0	1872.0	0.0	96.0
2006	2668.0	2133.0	0.0	51.0
2007	2555.0	2149.0	11.0	74.0
2008	2414.0	2257.0	5.0	13.0
2009	2167.0	2104.0	5.0	77.0
2010	1840.0	2034.0	38.0	74.0
Total	20933	35031	2046	584

EPDC



Annex-1 Energy Exchange Case-SS/GS (Base Case)





Annex-3 Power Development Scenarios (Whole Country) (1/2)

Year	Demand (MW)	SL/GL					SL/GS					SS/GL					SS/GS				
		Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)	Projects		Capacity (MW)	Installed Capacity (MW)	Margin (%)
		Hydro	Thermal				Hydro	Thermal				Hydro	Thermal				Hydro	Thermal			
1996	2,911				4,470	53				4,470	53				4,470	53				4,470	53
1997	3,228	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54
1998	3,628		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48
1999	4,064	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2, 3 (400)	1,060	6,456	58
2000	4,526	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc, Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (472)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲ 60	7,528	66
2001	5,067	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲ 100	7,548	49
2002	5,690	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	37	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	38	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	37	Buon Cuop (81) Se San 3 (220)		301	7,849	38
2003	6,328	Ban Mai (350)	Phu My C/C #3	650	8,499	37	Dai Thi (250)	Phu My C/C #3	550	8,399	33		Phu My C/C #3 Phu My C/C #4	600	8,449	37		Phu My C/C #3 Phu My C/C #4	600	8,449	42
2004	7,049	An Khe (116) T. Kontum (260)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #4	976	9,475	33	An Khe (116) T. Kontum (260)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #4 Phu My C/C #5	1,016	9,415	33	An Khe (116) T. Kontum (260)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #5	976	9,425	34	Ban Mai (350) T. Kontum (260) Au Khe (116)	Q. Ninh #1 Phu My C/C #5	1,326	9,775	38
2005	7,879	Son Con 2 (60)	Phu My C/C #5 N. Trac #1 N. Trac #2	960	10,435	32	Dai Ninh (300) Son Con 2 (60) T. Kon Tum (260)	O Mon #1	920	10,335	32	Dai Thi (250) Son Con 2 (60)	N. Trac #1 N. Trac #2	910	10,335	31	Dai Ninh (300) Son Con 2 (60)	O Mon #1	660	10,435	32
2006	8,620	Se San 4 (366) Dong Nai 4 (200)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,166 ▲ 150	11,451	33	Ban Mai (350) Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,316 ▲ 150	11,501	33	Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3 N. Trac #3	1,266 ▲ 150	11,451	34	Dong Nai 4 (200) Se San 4 (366)	Q. Ninh #2 Q. Ninh #3	1,166 ▲ 150	11,451	32
2007	9,481	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (600)	Q. Ninh #4 N. Trac #3 N. Trac #4	1,580 ▲ 100	12,931	36	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (600)	O Mon #2, 3 P. Thiet #1, 2	1,880 ▲ 100	13,281	40	Son La #1, 2 (480) Ban Mai (350) Rao Quan (80) Dai Ninh (300)	Q. Ninh #4, 5	1,810 ▲ 100	13,161	39	Rao Quan (80) Son La #1, 2 (480)	Q. Ninh #4,5,6 O Mon #2,3	2,060 ▲ 100	13,411	41
2008	10,422	Son La #3, 4 (600)	N. Trac #5	900 ▲ 150	13,726	32	Son La #3, 4 (600)	Q. Ninh #4	900 ▲ 105	14,076	35	Son La #3, 4 (480) Dong Nai 4 (200)	N. Trac #4	980 ▲ 105	14,036	35	Son La #3, 4 (480)	P. Thiet #1 P. Thiet #2	1,080 ▲ 105	14,386	38
2009	11,408	Son La #5, 6 (600)	N. Trac #6 N. Trac #7	1,200	14,926	31	Son La #5, 6 (600) Dang Nai 4 (200)	P. Thiet #3 P. Thiet #4	1,400	15,476	35	Son La #5, 6 (480)	Q. Ninh #6 N. Trac #5, 6	1,380	15,416	35	Son La #5, 6 (480)	P. Thiet #3,4	1,080	15,466	36
2010	12,550	Son La #7, 8 (600) Dai Ninh (300)	O Mon #1 O Mon #2	1,500	16,426	31	Son La #7, 8 (600)	P. Thiet #5 P. Thiet #6 P. Thiet #7	1,500	16,976	35	Son La #7, 8 (480)	N. Trac #7 O Mon #1 O Mon #2	1,380	16,796	34	Son La #7, 8 (480)	Q. Ninh #7 P. Thiet #5, 6, 7	1,680	17,146	37
Addition 1996-2010				12,471 ▲ 310					13,021 ▲ 310					12,841 ▲ 310					13,191 ▲ 310		
Addition 2011-2013		Qua Dat (105) Son La (1,200) Dai Thi (250)	Coal Thermal 3,900 (N=900) (S=3,000)	5,455			Son La (1,200) Cua Dat (105)	Coal Thermal 3,300 (N=1,200) (S=2,100)	4,605			Son La (480) Huoi Quang (800)	Coal 3,600 (N=600) (S=3,000)	4,880			Dai Thi (250) Son La (480) Huoi Quang (800)	Coal Thermal 300 (N=900) (S=2,100)	4,530		

- Note 1: Unit capacity of thermal power project is assumed to be 300MW each.
 2: Margin is calculated on the installed capacity basis.
 3: ▲ shows retirement of the plant.

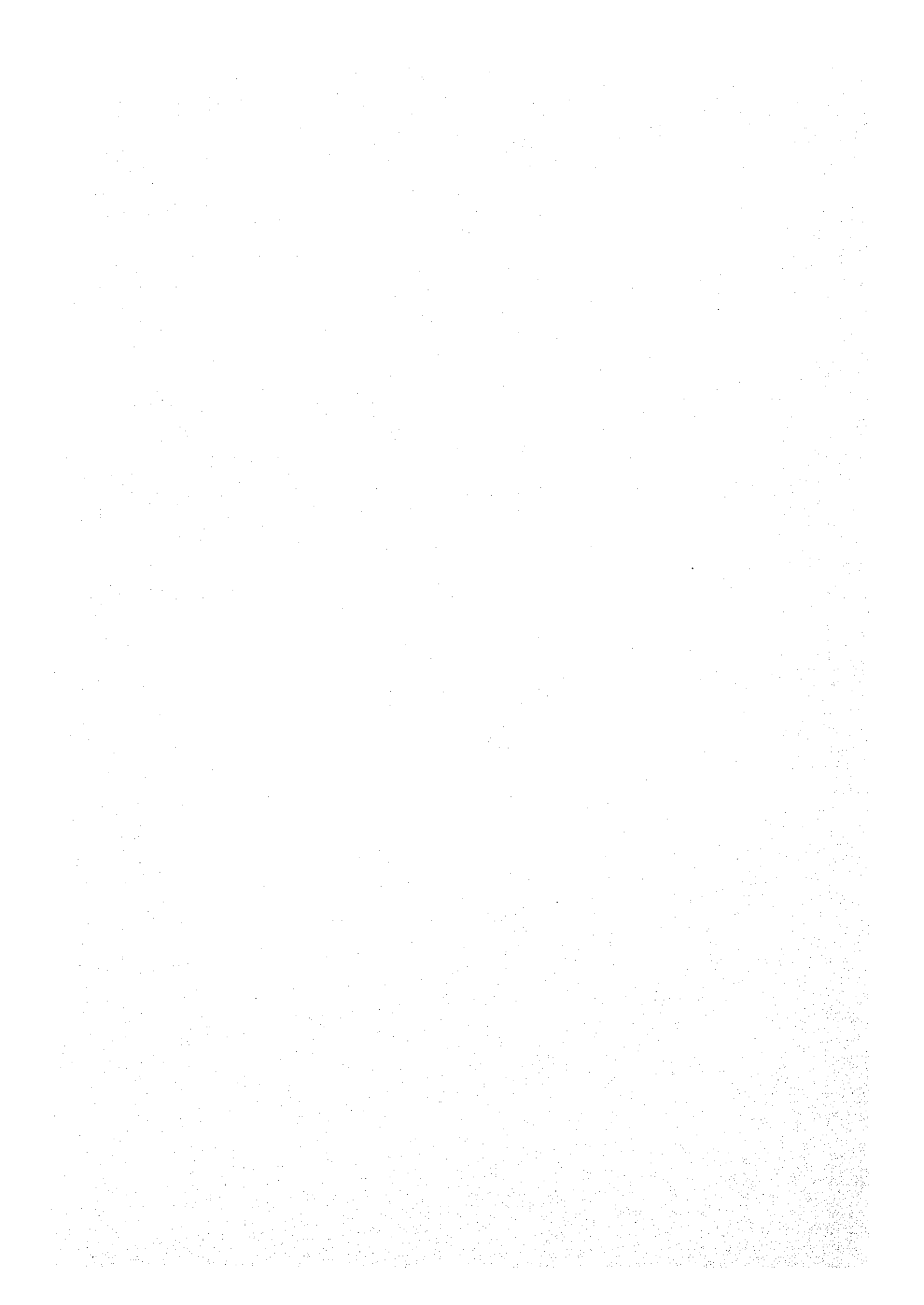
Annex-3 Power Development Scenarios (Whole Country) (2/2)

Year	Demand (MW)	Case NS/GL					Case NS/GS				
		Projects		Capacity	Installed	Margin	Projects		Capacity	Installed	Margin
		Hydro	Thermal	(MW)	(MW)	(%)	Hydro	Thermal	(MW)	(MW)	(%)
1996	2,911				4,470	53				4,470	53
1997	3,228	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54	Song Hinh (70)	Ba Ria (56) New C/C (400)	526	4,996	54
1998	3,628		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48		New C/C (200) Phu My #1 (200)	400	5,396	48
1999	4,064	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2,3 (400)	1,060	6,456	58	Yaly (360)	Pha Lai II #1 Phu My #2,3 (400)	1,060	6,456	58
2000	4,526	Yaly (360) Ham/Da Mi (976)	Pha Lai II #2 Tra Noc, Ba Ria	1,132 ▲60	7,528	66	Yaly (360) Ham/Da Mi (976)	Pha Lai II #2 Tra Noc Ba Ria	1,132 ▲60	7,528	66
2001	5,067	Plei Kron (120)		120 ▲100	7,548	49	Plei Kron (120)		120 ▲100	7,548	49
2002	5,690	Se Sans (120) Buon Cuop (81)		301	7,849	38	Se San 3 (220) Buon Cuiop (81)		301	7,849	38
2003	6,328	Dai Ninh (300)	Phu My C/C #3	600	8,449	34	Dai Ninh (300)	Phu My C/C #3	600	8,449	33
2004	7,049	Ban Mai (350) T. Kontum (260)	Quang Ninh #1 Phu My C/C #4	1,210	9,659	37	T. Kontum (260) Q. Ninh #1 Phu My C/C #4		860	9,309	32
2005	7,879	An Khe (116) Son Con 2 (60)	Phu My C/C #5 N. Trac #1	776	10,435	32	An Khe (116) Son Con 2 (60)	Quang Ninh #2,#3 Phu My C/C #5	1,076	10,385	31
2006	8,620	Se San 4 (366)	Quang Ninh #2, #3 N. Trac #2	1,266 ▲150	11,551	34	Dong Nai 4 (200) Se San 4 (366)	Q. Ninh #4 O Mon #1	1,166 ▲150	11,401	32
2007	9,481	Dong Nai 4 (200) Huoi Quang (400)	Quang Ninh #4 N. Trac #3	1,200 ▲100	12,651	33	Rao Quang (80) Ban Mai (350) Huoi Quang (400)	O Mon #2 O Mon #3	1,430 ▲100	12,731	34
2008	10,422	Huoi Quang (400)	Quang Ninh #5 N. Trac #4,#5	1,300 ▲105	13,846	33	Huoi Quang (400)	Q. Ninh #5 Phan Thiet #1,#2	1,300 ▲105	13,926	34
2009	11,408	Rao Quang (80)	Quang Nin #6, #7 N. Trac #6, #7	1,280	15,126	33		Q. Ninh #6, #7, #8 Phan Thiet #3, #4	1,500	15,426	35
2010	12,550		Quang Ninh #8, #9, #10 O Mon #1, #2	1,500	16,626	32		Q. Ninh #9 Phan Thiet #5,#6, #7	1,200	16,626	32
Addition 1996-2010				12,671 ▲310					12,671 ▲310		
Addition 2011-2013		Cua Dat (105)	Coal Thermal 4,500 (N = 1,500 S = 3,000)	4,605			Cua Dat (105)	Coal Thermal 4,800 (N = 1800 S = 3000)	5,200		

Note: 1. Unit capacity of thermal power project is assumed to be 300 MW each.

Annex-4 Comparison on Environmental Factors between Son La (L) and Son La (S)

Environmental factor	Unit	Son La (large)	Son La (small)	(L)/(S)	Remarks
1. Area of submerged cultivated land	ha	14,500	7,251	2.0	
2. Area of submerged forest	ha	47,850	21,800	2.2	
3. Length of submerged roads	km	415	170	2.44	
4. Number of submerged villages	number of villages	233	183	1.27	
5. Resettlement of people					Population in the year 1990 at HWL:
(1) In the year 2000 (estimated)	households	24,190	17,786	1.36	1) In case of Son La (L):
	persons	142,860	105,170	1.36	106,530 persons (17,652 households)
(2) In the year 2010 (estimated)	household	32,950	24,185	1.36	2) In case of Son La (S)
	persons	185,550	137,300	1.35	77,900 persons (12,845 households)
6. Compensation amount (estimated)	x 10 ⁶ US\$	298.45	161.56	1.85	
7. Remarks					
(1) Surface area at HWL	km ²	508.0	275.0	1.85	
(2) Max. power output	MW	3,600	2,400	1.50	



JICA



LIE